

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA

CAIO ORIENTE PEREIRA

**ANÁLISE DE METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
ELEVADA PENETRAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO**

CAMPINAS

2017



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA

CAIO ORIENTE PEREIRA

ANÁLISE DE METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE
MICRO E MINIGERAÇÃO

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Co-orientadora: Prof.^a Dr.^a Fernanda Caseño Trindade Arioli

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Caio Oriente Pereira e orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho.

CAMPINAS

2017

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

P414a Pereira, Caio Oriente, 1990-
Análise de metodologias de controle de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica com elevada penetração de micro e minigeração / Caio Oriente Pereira. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.

Coorientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia. 3. Tensão. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Arioli, Fernanda Caseño Trindade. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Voltage control of electric power distribution systems with a high penetration of micro and mini distributed generation

Palavras-chave em inglês:

Electrical power systems - Distribution

Distributed power generation

Voltage

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Fernanda Caseño Trindade Arioli [Coorientador]

Eduardo Nobuhiro Asada

Marcos Julio Rider Flores

Data de defesa: 19-06-2017

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Caio Oriente Pereira RA: 080878

Data da Defesa: 19 de junho de 2017

Título da Dissertação: “Análise de Metodologias de Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Elevada Penetração de Micro e Minigeração”.

Prof.^a Dr.^a Fernanda Caseño Trindade Arioli (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada (EESC/USP)

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de prestar meus sinceros agradecimentos:

Ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho, pela orientação desta dissertação de mestrado e por todas as oportunidades oferecidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho;

À Prof.^a Dr.^a Fernanda Caseño Trindade Arioli, pela co-orientação desta dissertação de mestrado e por todo o apoio, especialmente na fase de conclusão deste trabalho;

À FAPESP, pelo suporte financeiro através do processo nº 2015/00778-7;

À CPFL Energia, especialmente ao engenheiro Massayuki Suzuki, pelo fornecimento de dados de redes de distribuição reais e pela colaboração ao longo do desenvolvimento do Projeto de P&D ANEEL “Aplicação Massiva de Geração Distribuída Solar em Diferentes Tipologias de Telhados na Cidade de Campinas” (PD-0063-3012/2014);

Aos professores da FEEC, por todo conhecimento transmitido durante minha formação acadêmica tanto na graduação, quanto na pós-graduação;

A todos os colegas do LE41, por toda colaboração dada a esta dissertação e ao longo de minha formação no mestrado, principalmente: Diogo Salles, Ricardo Torquato, Paulo Meira e Tiago Ricciardi;

Aos amigos que me acompanharam durante o período do mestrado, particularmente: Gustavo Troiano, Kelyn Botina e Yuri Pinto;

À minha amada família, minha esposa Rafaela, por todo amor, carinho, incentivo, paciência e dedicação em toda nossa história e nossa filha Cecília, por ser a grande bênção e luz de nossas vidas;

Ao meu pai Antonio Carlos, à minha mãe Matilde Helena e ao meu irmão Gabriel, que sempre me incentivam nas decisões e são fonte de inspiração em todos os aspectos da vida;

A Deus, pelo dom da vida e à Maria, pela constante proteção.

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão passando por mudanças significativas no seu modo de operação e projeto. O principal fenômeno responsável por esse acontecimento é o aumento dos níveis de geração distribuída, sobretudo micro e minigeração solar fotovoltaica. De fato, a presença de tais geradores, devido aos novos fluxos de potência que inserem na rede, afeta diferentes aspectos de qualidade de energia elétrica, sendo a elevação do perfil de tensão em regime permanente o impacto técnico mais relevante e característico. Por sua vez, o sistema de controle de tensão tradicional dos sistemas de distribuição, composto por reguladores de tensão e bancos de capacitores (fixos ou chaveáveis), foi concebido para operar sob fluxo unidirecional de potência ativa, ou seja, da subestação para os centros de carga. Assim, em um cenário de elevada penetração de micro e minigeração, em que pode ocorrer reversão de fluxo de potência, é pertinente determinar qual o impacto que a geração distribuída provoca sobre o desempenho do sistema de controle de tensão tradicional. Nesse contexto, esta dissertação de mestrado avalia o desempenho de diferentes configurações do sistema de controle de tensão tradicional de um circuito real, composto por quatro alimentadores, com a presença de micro e minigeração solar fotovoltaica. Para isso, são propostos Fatores de Desempenho, os quais quantificam o custo referente a cada configuração em termos de violações dos limites normativos de tensão em regime permanente e da degradação dos equipamentos do sistema de controle de tensão. Os resultados obtidos por meio de simulações computacionais indicam que o impacto da microgeração distribuída é localizado nas redes de baixa tensão e permitem estabelecer recomendações para ajustar os parâmetros do sistema de controle de tensão a fim de aprimorar seu desempenho. Por certo, modificações simples nos referidos ajustes são capazes de produzir ganhos de desempenho consideráveis perante essa conjuntura desafiadora.

Palavras-chave: Controle de Tensão; Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica; Geração Distribuída; Geração Solar Fotovoltaica

ABSTRACT

Operation and design of electric power distribution systems have been undergoing significant changes. The main phenomenon responsible for these changes is the increase of distributed generation, especially solar photovoltaic micro and mini generation. Certainly, the power flow injected by these generators into the grid affects different power quality issues. The most relevant and characteristic one is the increase of steady-state voltage profile, which may impact the performance of traditional voltage control systems, composed of voltage regulators and capacitor banks (fixed or switched). These systems were primarily conceived to operate under unidirectional active power flow, from substation to load centers. Therefore, in a scenario with high penetration of micro and mini generation, where reverse power flow may occur, it is crucial to determine the impacts of distributed generation on the performance of traditional voltage control systems. In such context, this M.Sc. dissertation evaluates the performance of different configurations of traditional voltage control system in a real circuit, composed of four feeders, with micro and mini solar photovoltaic generation. To this purpose, Performance Indicators are proposed to quantify the cost involved in each control configuration in terms of voltage violations and equipment degradation. Computer simulations results show that the impact of distributed micro generation is localized in low voltage networks and allow establishing recommendations to tune the parameters of voltage control system in order to improve its performance. Definitely, simple modifications in these parameters can produce high performance gains under such challenging circumstances.

Keywords: Voltage Control; Power Distribution Systems; Distributed Generation; Solar Photovoltaic Generation

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| <i>Figura 1.1. Evolução mundial da potência instalada adicional de geradores solares fotovoltaicos – Registro histórico entre 2008 e 2016 (azul) e projeções entre 2017 e 2020 (laranja) (adaptado de [4] e [5]).</i> | 20 |
| <i>Figura 1.2. Evolução mundial da potência instalada acumulada de geradores solares fotovoltaicos – Registro histórico entre 2008 e 2016 (azul) e projeções entre 2017 e 2020 (laranja) (adaptado de [4] e [5]).</i> | 21 |
| <i>Figura 1.3. Evolução da potência instalada acumulada de geradores solares fotovoltaicos distribuídos no Brasil [9].</i> | 22 |
| <i>Figura 2.1. Sistema de distribuição simplificado com geração distribuída (adaptado de [22]).</i> | 27 |
| <i>Figura 2.2. Modo Normal Bidirecional de um regulador de tensão de linha na presença de geração distribuída com fluxo unidirecional (extraído e adaptado de [20]).</i> | 30 |
| <i>Figura 2.3. Modo Normal Bidirecional de um regulador de tensão de linha na presença de geração distribuída com fluxo reverso (extraído e adaptado de [20]).</i> | 30 |
| <i>Figura 2.4. Modo de Cogeração de um regulador de tensão de linha na presença de geração distribuída (extraído e adaptado de [20]).</i> | 31 |
| <i>Figura 2.5. Estratégias de controle de tensão: controle localizado, controle descentralizado e controle centralizado (extraído e adaptado de [30]).</i> | 33 |
| <i>Figura 2.6. Modo coordenado e contínuo de controle descentralizado de tensão.</i> | 37 |
| <i>Figura 3.1. Esquemático do sistema de distribuição estudado composto por quatro alimentadores, dois reguladores de tensão e cinco bancos de capacitores.</i> | 43 |
| <i>Figura 3.2. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão (21h02min00s) – Caso Sem FVs.</i> | 47 |
| <i>Figura 3.3. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão (18h29min30s) – Caso Sem FVs.</i> | 47 |
| <i>Figura 3.4. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Sem FVs.</i> | 48 |
| <i>Figura 3.5. Fluxos de potência na subestação – Caso Sem FVs.</i> | 48 |
| <i>Figura 3.6. Fluxos de potência nos alimentadores – Caso Sem FVs.</i> | 49 |
| <i>Figura 3.7. Fator de potência na subestação – Caso Sem FVs.</i> | 50 |

| | |
|--|----|
| <i>Figura 3.8. Curva normalizada de geração solar fotovoltaica em função da radiação solar.</i> | 55 |
| <i>Figura 3.9. Percentual de geradores solares fotovoltaicos por faixas de potência nominal. .</i> | 57 |
| <i>Figura 3.10. Critério técnico de operação mais restritivo ao aumento da geração solar fotovoltaica (determinado em estudo probabilístico preliminar baseado em [50]).</i> | 58 |
| <i>Figura 3.11. Percentual de redes secundárias sem violações dos critérios técnicos de operação para diferentes níveis de penetração de geração solar fotovoltaica (determinado em estudo probabilístico preliminar baseado em [50]).</i> | 59 |
| <i>Figura 4.1. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão (10h29min30s) – Caso de Referência.</i> | 62 |
| <i>Figura 4.2. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão (18h29min30s) – Caso de Referência.</i> | 63 |
| <i>Figura 4.3. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso de Referência.</i> | 64 |
| <i>Figura 4.4. Fluxos de potência na subestação – Caso de Referência.</i> | 65 |
| <i>Figura 4.5. Fator de potência na subestação – Caso de Referência.</i> | 66 |
| <i>Figura 4.6. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.</i> | 69 |
| <i>Figura 4.7. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.</i> | 70 |
| <i>Figura 4.8. Exemplo de ajuste da tensão de referência dos reguladores de tensão em função do horário.</i> | 74 |
| <i>Figura 4.9. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.</i> | 77 |
| <i>Figura 4.10. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.</i> | 77 |
| <i>Figura 4.11. Fator de potência na subestação – Estudo de Sensibilidade: Fator de Potência dos FVs.</i> | 79 |
| <i>Figura 4.12. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com o método de controle clássico.</i> | 82 |
| <i>Figura 4.13. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle clássico.</i> | 82 |

| | |
|--|-----|
| <i>Figura 4.14. Esquemático do sistema de distribuição estudado com destaque para as barras reguladas com o método de controle LDC.</i> | 86 |
| <i>Figura 4.15. Parâmetros R e X obtidos para a aplicação do método de controle LDC.</i> | 88 |
| <i>Figura 4.16. Classificação dos casos simulados com o método de controle LDC.</i> | 90 |
| <i>Figura 4.17. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Aplicação do método de controle LDC.</i> | 92 |
| <i>Figura 4.18. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Aplicação do método de controle LDC.</i> | 93 |
| <i>Figura 4.19. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão – Aplicação do método de controle LDC.</i> | 93 |
| <i>Figura 4.20. Perfil de tensão do circuito completo na ocorrência de violações dos limites normativos de tensão máxima na rede primária (21h02min00s) – Caso LDC-ABB-AL4-L-OLTCvar-0,99.</i> | 94 |
| <i>Figura 4.21. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle LDC.</i> | 97 |
| <i>Figura 4.22. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle LDC.</i> | 97 |
| <i>Figura 4.23. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com o método de controle LDC.</i> | 97 |
| <i>Figura 4.24. Esquemático do sistema de distribuição estudado com destaque para as unidades consumidoras com minigeração solar fotovoltaica.</i> | 104 |
| <i>Figura 4.25. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com chaveamento dos bancos de capacitores (avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica).</i> | 107 |
| <i>Figura 4.26. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com o método de controle LDC (avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica).</i> | 108 |
| <i>Figura 4.27. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle LDC (avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica).</i> | 108 |
| <i>Figura 4.28. Perfil de tensão do circuito completo na ocorrência de violações dos limites normativos de tensão máxima na rede primária (8h59min30s) – Caso Recomendado com o</i> | |

| | |
|---|------------|
| <i>método de controle clássico na presença de minigeração solar fotovoltaica (dados atualizados).</i> | <i>109</i> |
| <i>Figura A.1. Esquemático do modelo do regulador de tensão de linha.</i> | <i>120</i> |
| <i>Figura C.1. Esquemático do sistema de distribuição estudado com destaque para as barras reguladas com o método de controle LDC, indicando os centros de carga do exemplo do cálculo dos parâmetros R e X.</i> | <i>122</i> |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| <i>Tabela 1.1. Evolução do número de unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica no Brasil [9].</i> | 22 |
| <i>Tabela 2.1. Resumo da classificação e das características de métodos de controle de tensão em sistemas de distribuição modernos presentes na literatura.</i> | 40 |
| <i>Tabela 3.1. Características gerais do sistema de distribuição estudado.</i> | 44 |
| <i>Tabela 3.2. Parâmetros dos reguladores de tensão do sistema de distribuição estudado.</i> | 45 |
| <i>Tabela 3.3. Características dos bancos de capacitores do sistema de distribuição estudado.</i> | 46 |
| <i>Tabela 3.4. Demanda de fluxo de potência do sistema de distribuição estudado – Caso Sem FVs.</i> | 49 |
| <i>Tabela 3.5. Limites normativos de tensão em regime permanente segundo o PRODIST para unidades consumidoras de média tensão (extraído e adaptado de [16]).</i> | 51 |
| <i>Tabela 3.6. Limites normativos de tensão em regime permanente segundo o PRODIST para unidades consumidoras de baixa tensão (extraído e adaptado de [16]).</i> | 51 |
| <i>Tabela 3.7. Fatores de Desempenho: Caso Sem FVs.</i> | 54 |
| <i>Tabela 3.8. Nível de penetração de geradores solares fotovoltaicos por rede secundária.</i> | 56 |
| <i>Tabela 3.9. Dados dos geradores solares fotovoltaicos alocados no sistema de distribuição estudado.</i> | 56 |
| <i>Tabela 3.10. Limites agregados de geração solar fotovoltaica (determinados em estudo probabilístico preliminar baseado em [50]).</i> | 59 |
| <i>Tabela 4.1. Configuração do sistema de controle de tensão em cada metodologia de controle analisada.</i> | 61 |
| <i>Tabela 4.2. Fatores de Desempenho: Comparação entre o Caso de Referência e o Caso Sem FVs.</i> | 65 |
| <i>Tabela 4.3. Ajustes do Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.</i> | 67 |
| <i>Tabela 4.4. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.</i> | 67 |

| | |
|---|-----------|
| <i>Tabela 4.5. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.....</i> | <i>67</i> |
| <i>Tabela 4.6. Parâmetros dos casos simulados no Estudo de Sensibilidade: Largura de Banda dos Reguladores de Tensão.</i> | <i>71</i> |
| <i>Tabela 4.7. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Largura de Banda dos Reguladores de Tensão.....</i> | <i>72</i> |
| <i>Tabela 4.8. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Largura de Banda dos Reguladores de Tensão.....</i> | <i>72</i> |
| <i>Tabela 4.9. Parâmetros dos casos simulados no Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.....</i> | <i>75</i> |
| <i>Tabela 4.10. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.....</i> | <i>75</i> |
| <i>Tabela 4.11. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.....</i> | <i>76</i> |
| <i>Tabela 4.12. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Fator de Potência dos FVs.....</i> | <i>78</i> |
| <i>Tabela 4.13. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Fator de Potência dos FVs.....</i> | <i>78</i> |
| <i>Tabela 4.14. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle clássico.</i> | <i>81</i> |
| <i>Tabela 4.15. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle clássico.....</i> | <i>81</i> |
| <i>Tabela 4.16. Fatores de Desempenho: Caso Recomendado com o método de controle clássico.</i> | <i>84</i> |

| | |
|---|------------|
| <i>Tabela 4.17. Dados dos centros de carga utilizados no cálculo dos parâmetros R e X do método de controle LDC.</i> | <i>85</i> |
| <i>Tabela 4.18. Ajustes da tensão de referência dos reguladores para a aplicação do método de controle LDC.</i> | <i>89</i> |
| <i>Tabela 4.19. Seleção final dos casos simulados com o método de controle LDC.</i> | <i>90</i> |
| <i>Tabela 4.20. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Casos com a aplicação do método de controle LDC.</i> | <i>91</i> |
| <i>Tabela 4.21. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Casos com a aplicação do método de controle LDC.</i> | <i>91</i> |
| <i>Tabela 4.22. Fatores de Desempenho: Comparação entre os métodos de controle clássico e controle LDC em casos de ajuste fixo da tensão de referência do regulador da subestação..</i> | <i>95</i> |
| <i>Tabela 4.23. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle LDC.</i> | <i>96</i> |
| <i>Tabela 4.24. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle LDC.</i> | <i>96</i> |
| <i>Tabela 4.25. Fatores de Desempenho: Caso Recomendado com o método de controle LDC.</i> | <i>98</i> |
| <i>Tabela 4.26. Características dos bancos de capacitores do sistema de distribuição estudado considerando o controle de seu chaveamento.</i> | <i>99</i> |
| <i>Tabela 4.27. Configurações do modo de controle por tensão dos bancos de capacitores. ...</i> | <i>100</i> |
| <i>Tabela 4.28. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos equipamentos de controle e UCs com violações de tensão – Casos com chaveamento dos bancos de capacitores.</i> | <i>100</i> |
| <i>Tabela 4.29. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos equipamentos de controle e da compensação às UCs por violações de tensão – Casos com chaveamento dos bancos de capacitores.</i> | <i>101</i> |
| <i>Tabela 4.30. Fatores de Desempenho: Caso Recomendado com chaveamento dos bancos de capacitores.</i> | <i>102</i> |
| <i>Tabela 4.31. Dados da minigeração solar fotovoltaica inserida no sistema de distribuição.</i> | <i>103</i> |

| | |
|--|-----|
| <i>Tabela 4.32. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos equipamentos de controle e UCs com violações de tensão – Avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica.</i> | 105 |
| <i>Tabela 4.33. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos equipamentos de controle e da compensação às UCs por violações de tensão – Avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica.</i> | 106 |
| <i>Tabela 4.34. Dados atualizados da minigeração solar fotovoltaica inserida no sistema de distribuição – Atualização para verificar violações dos limites normativos de tensão máxima na rede primária.</i> | 109 |
| <i>Tabela A.1. Modelo do regulador de tensão de linha no OpenDSS.</i> | 120 |
| <i>Tabela B.1. Energia consumida pelas unidades consumidoras residenciais na região sudeste do Brasil no ano de 2016 (extraído e adaptado de [48]).</i> | 121 |
| <i>Tabela C.1. Dados dos centros de carga para o cálculo dos parâmetros R e X do método de controle LDC.</i> | 123 |
| <i>Tabela C.2. Carregamento dos alimentadores envolvidos no cálculo dos parâmetros R e X do método de controle LDC.</i> | 124 |
| <i>Tabela C.3. Parâmetros R e X do método de controle LDC calculados para o cenário COMB-LL.</i> | 124 |

LISTA DE ACRÔNIMOS

| | |
|----------------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BC | Banco de Capacitores |
| BT | Baixa Tensão |
| CPFL | Companhia Paulista de Força e Luz |
| <i>DMS</i> | <i>Distribution Management System</i> |
| DRP | Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária |
| DRC | Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica |
| EUSD | Encargo de Uso do Sistema de Distribuição |
| FV | Gerador Solar Fotovoltaico |
| GD | Gerador Distribuído |
| <i>LDC</i> | <i>Line Drop Compensation</i> |
| MT | Média Tensão |
| <i>OLTC</i> | <i>On-Load Tap-Changer</i> |
| <i>OpenDSS</i> | <i>Open Distribution System Simulator</i> |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| QEE | Qualidade de Energia Elétrica |
| RL | Regulador de Tensão de Linha |
| <i>SCADA</i> | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| UC | Unidade Consumidora |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 20 |
| 1.1 Objetivos e Estrutura da Dissertação | 24 |
| 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 26 |
| 2.1 Impacto da Geração Distribuída sobre o Perfil e a Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição | 26 |
| 2.2 Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição Modernos | 33 |
| 2.2.1 Controle Localizado | 34 |
| 2.2.2 Controle Descentralizado | 36 |
| 2.2.3 Controle Centralizado | 38 |
| 2.2.4 Resumo da Classificação dos Métodos de Controle de Tensão | 39 |
| 3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADO E FATORES DE DESEMPENHO PROPOSTOS..... | 41 |
| 3.1 Modelos dos Principais Elementos do Sistema de Distribuição Estudado..... | 42 |
| 3.1.1 Rede Elétrica..... | 42 |
| 3.1.2 Reguladores de Tensão..... | 45 |
| 3.1.3 Bancos de Capacitores | 45 |
| 3.1.4 Cargas..... | 46 |
| 3.1.5 Características de Operação | 46 |
| 3.2 Fatores de Desempenho | 50 |
| 3.2.1 Aplicação no Caso Sem FVs..... | 53 |
| 3.3 Modelo dos Geradores Solares Fotovoltaicos | 54 |
| 3.3.1 Nível de Penetração de Geração Solar Fotovoltaica..... | 57 |

| | |
|--|------------|
| 4 ANÁLISE DE METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO | 60 |
| 4.1 Caso de Referência | 61 |
| 4.2 Estudos de Sensibilidade..... | 66 |
| 4.2.1 Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão..... | 66 |
| 4.2.2 Largura de Banda dos Reguladores de Tensão | 71 |
| 4.2.3 Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário | 73 |
| 4.2.4 Fator de Potência dos Geradores Solares Fotovoltaicos..... | 78 |
| 4.2.5 Recomendações Gerais..... | 80 |
| 4.2.6 Considerações Acerca do Método de Controle Clássico | 83 |
| 4.3 Aplicação do Método de Controle LDC..... | 84 |
| 4.3.1 Cálculo dos Parâmetros R e X do Método de Controle LDC..... | 84 |
| 4.3.2 Resultados Obtidos com o Método de Controle LDC..... | 89 |
| 4.3.3 Considerações Acerca do Método de Controle LDC | 98 |
| 4.4 Efeito do Chaveamento de Bancos de Capacitores..... | 98 |
| 4.4.1 Modos de Controle dos Bancos de Capacitores Chaveáveis..... | 99 |
| 4.4.2 Resultados Obtidos com o Chaveamento dos Bancos de Capacitores..... | 100 |
| 4.4.3 Considerações Acerca do Chaveamento de Bancos de Capacitores..... | 102 |
| 4.5 Impacto da Conexão de Minigeração Distribuída..... | 103 |
| 4.5.1 Resultados Obtidos com a Presença de Minigeração Distribuída | 105 |
| 4.5.2 Considerações Acerca do Impacto da Conexão de Minigeração Distribuída | 110 |
| 4.6 Considerações Finais..... | 110 |
| 5 CONCLUSÕES | 112 |
| 5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros | 113 |

| | |
|--|-------------------|
| <i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</i> | <i>115</i> |
| <i>APÊNDICE.....</i> | <i>120</i> |
| <i>A. Modelo do Regulador de Tensão de Linha no OpenDSS.....</i> | <i>120</i> |
| <i>B. Cálculo da Energia Consumida E_{kWh}.....</i> | <i>121</i> |
| <i>C. Exemplo de Cálculo dos Parâmetros R e X do Método de Controle LDC</i> | <i>122</i> |
| <i>D. Divulgação do Trabalho.....</i> | <i>125</i> |

1 INTRODUÇÃO

O aumento dos níveis de geração distribuída vem provocando mudanças significativas no projeto e na operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Por geração distribuída, entende-se toda geração de energia elétrica conectada diretamente em sistemas de distribuição, resultante ou não de fontes renováveis de energia [1]. No caso de micro e minigeração (caracterizadas pela potência instalada da central geradora: até 75 kW e entre 75 kW e 5 MW – sendo 3 MW para fonte hídrica –, respectivamente [2]), há uma forte tendência de se empregar fontes renováveis, sobretudo a geração solar fotovoltaica. De fato, as projeções mundiais apontam um crescimento expressivo da geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Nas próximas três décadas, é possível que sua contribuição triplique ou até mesmo quadruplique em termos globais [3]. Em 2016, pelo sexto ano consecutivo, a geração solar fotovoltaica liderou os investimentos em fontes renováveis de energia, o que levou a potência instalada total a superar 300 GW, os quais correspondem a 1,5% do consumo mundial de eletricidade [4].

A Figura 1.1 mostra a evolução da potência instalada por ano entre 2008 e 2016 [4], com projeções para os anos de 2017 até 2020 [5], enquanto a Figura 1.2 ilustra a potência acumulada da mesma forma no referido período, ambas mundialmente. Verifica-se que o crescimento da geração solar é acelerado, fato que a qualifica como fonte de energia bem relevante no cenário mundial, especialmente em sistemas de distribuição.

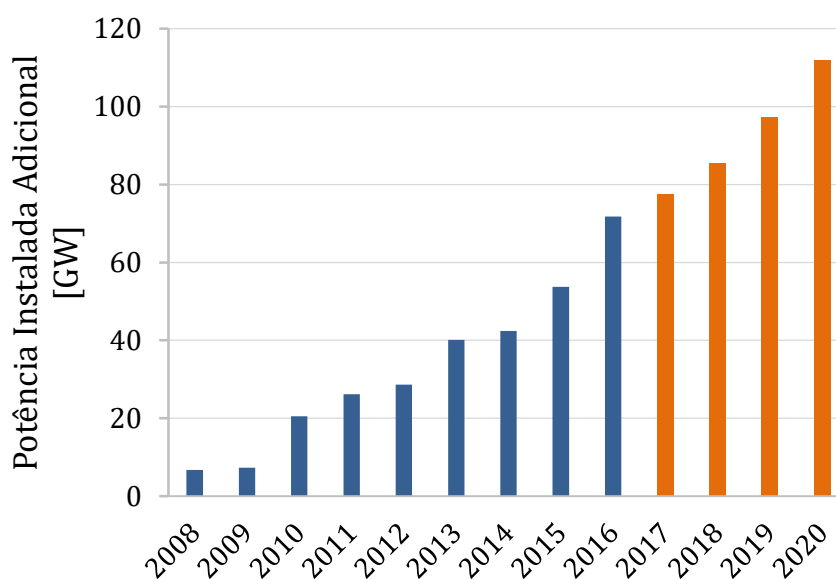


Figura 1.1. Evolução mundial da potência instalada adicional de geradores solares fotovoltaicos – Registro histórico entre 2008 e 2016 (azul) e projeções entre 2017 e 2020 (laranja) (adaptado de [4] e [5]).

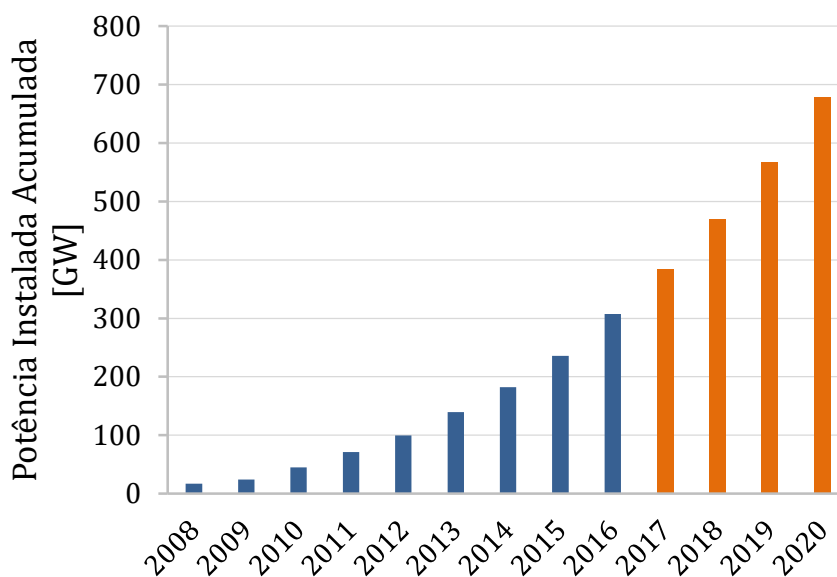


Figura 1.2. Evolução mundial da potência instalada acumulada de geradores solares fotovoltaicos – Registro histórico entre 2008 e 2016 (azul) e projeções entre 2017 e 2020 (laranja) (adaptado de [4] e [5]).

No contexto brasileiro, a micro e minigeração solar fotovoltaica têm grande potencial para se tornar significativa, visto que o território nacional recebe altos níveis de radiação solar durante todo o ano [6], [7]. Como fator primordial, a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL (divulgada em 2012 [1] e atualizada pela Resolução Normativa nº 687 [2], em 2015) estabeleceu as condições de acesso dos geradores ao sistema de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica no país (i.e., *net metering*). A partir desse marco, a expansão do incipiente mercado foi vertiginosa. Isto pode ser constatado na Figura 1.3, que exhibe a evolução da potência instalada de geradores solares fotovoltaicos distribuídos, bem como na Tabela 1.1, que, por sua vez, mostra a evolução do número de unidades consumidoras envolvidas.

Diversos aspectos complementares contribuem para o estabelecimento desse cenário promissor no Brasil. Dentre eles, destacam-se:

- A redução de custo da tecnologia, seja devido à entrada de fabricantes chineses no mercado nacional [4], seja por incentivos fiscais, como a isenção de ICMS (aderida por 22 estados brasileiros [8]);
- O surgimento de empresas capacitadas para a formação e treinamento de mão-de-obra técnica especializada para instalação e manutenção dos painéis solares fotovoltaicos.

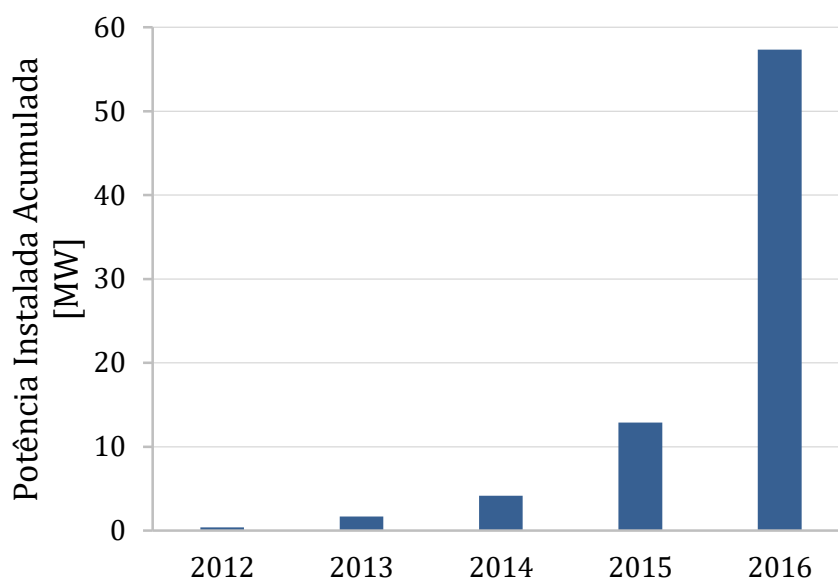


Figura 1.3. Evolução da potência instalada acumulada de geradores solares fotovoltaicos distribuídos no Brasil [9].

Tabela 1.1. Evolução do número de unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica no Brasil [9].

| Ano | Unidades Consumidoras com Geração Solar Fotovoltaica (Valor Adicional) | Unidades Consumidoras com Geração Solar Fotovoltaica (Valor Acumulado) |
|------|--|--|
| 2012 | 1 | 1 |
| 2013 | 51 | 52 |
| 2014 | 275 | 327 |
| 2015 | 1.360 | 1.687 |
| 2016 | 5.781 | 7.468 |

Outro fator que contribui com a transformação dos sistemas de distribuição é o aumento do nível de automação devido à maior disponibilidade de equipamentos de controle e monitoramento de rede através de sistemas de gerenciamento de dados e comunicação. Os sistemas integrados *SCADA/DMS* (em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition/Distribution Management System*) desempenham as funções de supervisão, controle, otimização e gerenciamento de sistemas de distribuição [10]. No entanto, a tecnologia *SCADA/DMS* encontra-se ainda em estágio de implantação. Muitas empresas têm desenvolvido projetos-piloto para testar e melhorar as tecnologias a serem implantadas em larga escala [10]. As funções desempenhadas pelo *DMS* são fundamentais para os sistemas modernos de distribuição de energia elétrica e para o avanço das redes inteligentes. Entre as principais funções potencialmente presentes nesses sistemas, têm-se: (a) controle de tensão e de potência reativa; (b) detecção e localização de defeitos; (c) combate a perdas não técnicas;

(d) estimação de estado. Nos futuros *DMSs*, uma elevada quantidade de dados e medições da rede estará disponível devido à inserção dos medidores eletrônicos e sua respectiva integração com os sistemas *SCADA*. No contexto nacional, até o ano de 2025, estima-se que haverá cerca de 49 milhões de medidores eletrônicos instalados [11]. Isso levará a um aumento considerável na quantidade de informação que possivelmente estará disponível nos centros de controle das concessionárias brasileiras.

Toda essa conjuntura de mudanças é acompanhada de desafios. A introdução de geradores no sistema de distribuição causa impactos técnicos em diferentes aspectos de qualidade de energia elétrica (QEE), tais como: magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento de condutores, carregamento e reversão de fluxos dos transformadores, perdas elétricas [12]; coordenação e seletividade do sistema de proteção, níveis de curto-circuito e estabilidade [13]. Dentre esses aspectos, o principal é a elevação do perfil de tensão em regime permanente [14], [15], devido principalmente aos fluxos de potência introduzidos pelos geradores distribuídos.

Por certo, as concessionárias de sistemas de distribuição devem respeitar normas técnicas, nas quais são estabelecidas as faixas adequadas de operação de aspectos de QEE [16]-[18]. Por conta disso, particularmente do ponto de vista do perfil de tensão em regime permanente, os sistemas de distribuição são projetados com um sistema de controle de tensão. Tradicionalmente, o sistema de controle de tensão em redes de distribuição é constituído pelos seguintes equipamentos: transformador da subestação com comutador de tapes sob carga (em inglês, *On-Load Tap-Changer*, *OLTC*), reguladores automáticos de tensão de linha, normalmente autotransformadores e, eventualmente, bancos de capacitores (fixos ou chaveáveis), os quais são empregados primordialmente para compensação de potência reativa e redução de perdas elétricas, impactando também o controle de tensão [19].

Esses equipamentos de controle, no entanto, foram concebidos sob a premissa de que o fluxo de potência ativa na rede é unidirecional, ou seja, tenha a subestação como fonte e centros de carga como destino, produzindo um perfil de tensão sempre decrescente nessa direção [20]. Em um cenário de elevada penetração de geração distribuída (em que se prevê a reversão de fluxos de potência e consequente elevação da magnitude de tensão), é possível que o sistema de controle de tensão tradicional não consiga manter o perfil de tensão em regime permanente de todo o circuito dentro dos limites previstos em normas técnicas.

Com efeito, duas questões relevantes, que ainda não têm soluções consolidadas nem na literatura, nem na realidade prática das concessionárias ao redor mundo, suscitam grande interesse e são alvo de investigação nesta dissertação de mestrado:

- Em que medida o sistema de controle atual, dito tradicional, é capaz de conter a elevação do perfil de tensão em regime permanente provocada pelo aumento da inserção de geradores distribuídos, principalmente solares fotovoltaicos, de forma que este mesmo perfil permaneça dentro dos limites previstos em normas técnicas?
- Que modificações nos ajustes de parâmetros do sistema de controle tradicional são necessárias para aprimorar o desempenho do sistema, especialmente em relação às violações de tensão em regime permanente?

1.1 Objetivos e Estrutura da Dissertação

Com base no exposto, a fim de responder as questões colocadas previamente, o objetivo desta dissertação de mestrado é analisar o desempenho de métodos de controle de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de micro e minigeração distribuída. Com o propósito de atingir o objetivo proposto de modo satisfatório, o presente trabalho foi dividido em três etapas sucessivas:

1. **Revisão bibliográfica:** a etapa inicial do trabalho consistiu na caracterização teórica do impacto técnico causado pela geração distribuída sobre o perfil e a regulação de tensão de sistemas de distribuição. De modo complementar, buscou-se classificar métodos de controle de tensão propostos na literatura e, eventualmente, já utilizados na prática atual de concessionárias ao redor do mundo;
2. **Determinação do nível de penetração de geração solar fotovoltaica:** no contexto de um estudo realizado no grupo de pesquisa, esta etapa intermediária do trabalho visou determinar, através de simulações computacionais, o limite de geração solar fotovoltaica que redes secundárias reais podem acomodar sem que ocorram violações de limites normativos de critérios técnicos de operação, dentre eles a magnitude de tensão. Os limites de geração resultantes desse estudo serviram de base para estabelecer o nível de penetração de geradores solares fotovoltaicos alocados no sistema de distribuição utilizado para desenvolver a análise de métodos de controle de tensão na etapa seguinte;
3. **Análise de metodologias de controle de tensão:** a etapa final do trabalho compreendeu a análise de um circuito detalhado, composto por quatro alimentadores conectados a um dos transformadores de uma subestação real, com as redes primária e secundária explicitamente modeladas. Por meio da simulação computacional de diversas

configurações do sistema de controle de tensão, casos representativos foram criticamente comparados com o auxílio de relevantes Fatores de Desempenho propostos.

As conclusões dos estudos empreendidos deram origem a recomendações gerais, as quais contribuem no aprimoramento do desempenho do sistema de controle de tensão tradicional frente à elevada penetração de micro e minigeração distribuída.

Finalmente, esta dissertação de mestrado está organizada na seguinte estrutura:

- No capítulo 2, o problema aqui estudado é contextualizado através de uma revisão bibliográfica contendo a descrição do impacto técnico que a geração distribuída causa sobre o perfil e a regulação de tensão; além da classificação de métodos de controle de tensão presentes na literatura de modo pertinente a esta área de pesquisa;
- O capítulo 3 detalha o modelo do sistema de distribuição, dos equipamentos de controle, das cargas e dos geradores solares fotovoltaicos, informando os dados utilizados no estudo. A determinação do nível de penetração de tais geradores nos estudos também é descrita. Além disso, são apresentados os Fatores de Desempenho propostos para analisar os métodos de controle de tensão;
- O capítulo 4 traz a análise de metodologias de controle de tensão aplicadas em um sistema de distribuição real. Os resultados obtidos são comparados criticamente entre si por intermédio dos referidos Fatores de Desempenho. Ademais, recomendações gerais são estabelecidas para ajustar os parâmetros do sistema de controle tradicional e aprimorar seu desempenho no contexto de elevada penetração de geração distribuída;
- No capítulo 5, estão indicadas as conclusões desta dissertação de mestrado e as sugestões de trabalhos futuros nesta linha de pesquisa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo destina-se, primeiramente, na seção 2.1, a um levantamento bibliográfico do impacto técnico que a presença de geração distribuída, particularmente solar fotovoltaica, provoca sobre o perfil e a regulação de tensão das redes de distribuição de energia elétrica. Em seguida, metodologias de controle de tensão existentes na literatura, as quais têm potencial de aplicação em sistemas de distribuição modernos, são sucintamente descritas e classificadas, conforme explicado na seção 2.2. Ressalta-se que os métodos de controle considerados nessa classificação foram desenvolvidos com base em estratégias e teorias de controle variadas. Contudo, o enfoque dos estudos realizados neste trabalho, e apresentados mais adiante no capítulo 4, restringe-se a explorar diversas configurações do sistema de controle de tensão tradicional.

Com efeito, a introdução de métodos mais sofisticados no sistema de controle de tensão depende da existência de uma infraestrutura de comunicação de dados e processamento de informações que ainda é embrionária no contexto nacional. Portanto, esta revisão bibliográfica pretende apresentar alternativas para um cenário futuro no Brasil, enquanto os estudos realizados estão mais próximos da realidade atual das concessionárias brasileiras.

2.1 Impacto da Geração Distribuída sobre o Perfil e a Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição

Por intermédio da análise do circuito simplificado da Figura 2.1, busca-se compreender o comportamento do perfil de tensão de um sistema de distribuição com a presença de um gerador distribuído (GD) na rede secundária [21]. Nesse circuito, a rede primária é representada por um equivalente, que se comporta como uma barra infinita, enquanto as linhas da rede secundária no caminho entre o transformador de distribuição e a barra de conexão do GD (barra 3) são agregadas em uma única linha equivalente de impedância Z . Na barra 3, uma carga local também está presente.

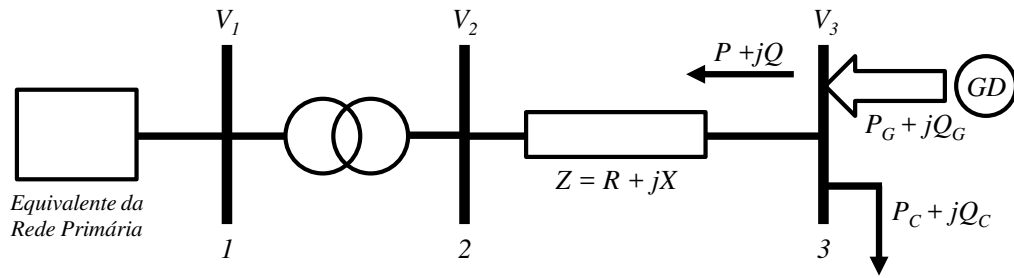


Figura 2.1. Sistema de distribuição simplificado com geração distribuída (adaptado de [22]).

A presença do gerador distribuído provoca variação no perfil de tensão devido aos novos fluxos de potência que insere no sistema. De fato, a injeção de potência que se origina na barra 3, e flui em direção à rede primária (barra 1), é fruto da potência excedente entre a geração do GD e o consumo da carga. A equação (2.1) mostra a expressão da injeção de potência na barra 3.

$$S = P + jQ = (P_G - P_C) + j(Q_G - Q_C) = \bar{V}_3 \cdot \bar{I}^* \quad (2.1)$$

Por sua vez, a equação (2.2) traz a tensão na barra de conexão do GD.

$$\bar{V}_3 = \bar{V}_2 + Z\bar{I} = \bar{V}_2 + (R + jX)\bar{I} \quad (2.2)$$

A injeção de corrente na barra 3 (\bar{I}) é descrita em (2.3), que permite obter a variação de tensão (ΔV) na barra de conexão do gerador devido à sua operação, indicada na equação (2.4).

$$\bar{I} = \frac{S^*}{\bar{V}_3} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_3^*} \quad (2.3)$$

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_3 - \bar{V}_2 = (R + jX) \frac{P - jQ}{\bar{V}_3^*} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\bar{V}_3^*} \quad (2.4)$$

Considerando que a abertura angular entre as barras de redes de baixa tensão é praticamente nula, assume-se que a variação de tensão é puramente real, o que corresponde a tomar apenas a parte real de \bar{V}_3 , além de desprezar a parte imaginária do numerador de (2.4). Assim, a variação da tensão (ΔV) é dada pela seguinte equação:

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_3} = \frac{R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C)}{V_3} \quad (2.5)$$

A equação anterior contém informações bastante relevantes acerca do impacto que a conexão de um gerador distribuído produz sobre o perfil de tensão de redes de baixa tensão. Tal impacto pode ser descrito pelas seguintes considerações [22]:

- A variação de tensão na barra em questão tende a ser mais afetada pela potência ativa do que pela potência reativa provenientes do GD. Isto se deve principalmente a dois fatos:
 - ❖ Os geradores distribuídos operam de modo a garantir um fator de potência unitário, o que corresponde a uma injeção de potência reativa (Q_G) praticamente nula;
 - ❖ A resistência (R) das linhas secundárias é tipicamente maior do que a reatância (X).
- A elevação de tensão da barra é maior quanto menor for a potência P_C , consumida pela carga local;
- Quanto mais distante do transformador de distribuição estiver a barra de conexão do GD, tanto mais sua tensão deve variar. Nesse caso, o aumento da impedância, que corresponde a um menor nível de curto-circuito na barra analisada, provoca essa variabilidade;
- Quanto menor a magnitude da tensão na barra envolvida (V_3), maior é sua variação.

Nota-se que cada conclusão acima foi obtida com os demais parâmetros da equação (2.5) mantidos constantes.

Um único gerador distribuído presente na rede secundária impacta o seu ponto de conexão e a região vizinha, portanto restrita, conforme descrito anteriormente. Entretanto, com um número elevado de microgeradores, além da variação local da magnitude de tensão, há possibilidade de reversão no fluxo de potência do transformador de distribuição acarretando novos fluxos na rede primária. Ou ainda, a presença de geração distribuída diretamente conectada na rede de média tensão produz o mesmo efeito. Nesses cenários, o sistema de controle de tensão também é afetado pela geração distribuída.

Nas redes de distribuição, o sistema de controle de tensão, dito tradicional, é composto por dois tipos de equipamentos: reguladores de tensão e bancos de capacitores. Por um lado, é comum que o transformador da subestação possua um comutador de tapes sob carga (em inglês, *On-Load Tap-Changer, OLTC*), ao passo que ao longo do circuito, os reguladores automáticos de linha são normalmente constituídos por autotransformadores. Por conta disso, geralmente, o regulador da subestação atua conjuntamente sobre os tapes das três fases do transformador, enquanto a atuação do regulador de linha é em cada fase separadamente. Por outro lado, os bancos de capacitores podem ser (i) fixos: injetam sua potência reativa nominal, ou (ii) chaveáveis: comutam suas unidades sob a ação de algum esquema de controle (e.g., por tempo, por tensão, por corrente ou por potência reativa).

O funcionamento dos reguladores de tensão, por sua vez, baseia-se no seguinte conceito: tais equipamentos monitoram a magnitude da tensão em uma barra controlada e ao detectar valores fora da faixa de operação especificada, atuam alterando a posição do tape do

transformador associado, após uma dada temporização [23]. Alguns parâmetros devem ser configurados para garantir o comportamento adequado de reguladores de tensão, a saber:

- **Barra controlada:** pode ser a própria barra de conexão do equipamento ou uma barra remota ao longo do alimentador, a jusante do ponto de conexão do regulador;
- **Tensão de referência:** é a tensão desejada na barra controlada, sendo o valor central da faixa adequada de operação;
- **Largura de banda:** trata-se da faixa de valores em torno da tensão de referência que não gera comutação de tape. Normalmente, a largura de banda é especificada como a diferença entre os valores extremos (limites superior e inferior) da faixa de operação. Esta banda previne atuações indesejadas do regulador;
- **Temporização:** a partir do instante em que se verifica um valor de tensão fora da faixa de operação especificada, tal violação deve durar este tempo de espera (em inglês, *delay*) para que ocorra a efetiva comutação de tape.

No caso da barra controlada ser uma barra remota, o método de controle de Compensação de Queda de Linha (em inglês, *Line Drop Compensation, LDC*) pode ser empregado para conduzir a atuação do regulador de tensão [23]. Esse método faz com que a comutação dos tapes aconteça de maneira que o perfil de tensão da barra remota permaneça dentro da faixa de operação especificada. Para isto, estima-se a queda de tensão entre a barra de conexão do regulador e a barra controlada através do cálculo da impedância da linha que interliga esses dois pontos. De fato, os parâmetros mais relevantes para a aplicação do método de controle *LDC* são a resistência R e a reatância X da impedância supracitada.

No entanto, seja para regular o perfil de tensão da própria barra de conexão, seja para controlar uma barra remota, os reguladores de tensão foram concebidos sob a premissa de que o fluxo de potência ativa na rede é unidirecional. Trata-se da situação em que a subestação é a única fonte de energia do sistema, e, portanto, a potência ativa flui em direção aos centros de carga conectados à subestação por linhas de distribuição. Nessa configuração, o perfil de tensão decresce do valor máximo, que ocorre na subestação, até o valor mínimo, no final do alimentador. Todavia, em um cenário de elevada penetração de geração distribuída, em que novos fluxos de potência são injetados na rede, com a consequente elevação da magnitude de tensão ao longo do circuito, é provável que os equipamentos do sistema de controle de tensão tradicional sofram alterações em seu desempenho.

De modo detalhado, o impacto causado pela geração distribuída depende do modo de operação do regulador. Usualmente, o regulador de tensão opera no Modo Normal

Bidirecional, no qual a direção do fluxo de potência ativa em seus terminais determina a barra a ser controlada. A Figura 2.2 traz o perfil de tensão de um alimentador com um regulador de linha na presença de um gerador distribuído (GD) quando o fluxo de potência é unidirecional. Nesse caso, o funcionamento do regulador é apropriado, pois a barra controlada está no lado de menor nível de curto-circuito (lado do centro de carga).

Em contrapartida, conforme mostrado na Figura 2.3, quando há reversão de fluxo de potência ativa, o regulador passa a controlar a barra do lado de maior nível de curto-circuito. Uma vez que a tensão nessa região do alimentador é controlada pela subestação, tida como fonte infinita, é provável que o regulador, na tentativa de reduzir tal tensão, comute o tape até a posição inferior, provocando o efeito resultante inverso (e indesejado), ou seja, um aumento suplementar da tensão no lado da geração distribuída (ΔV) [20].

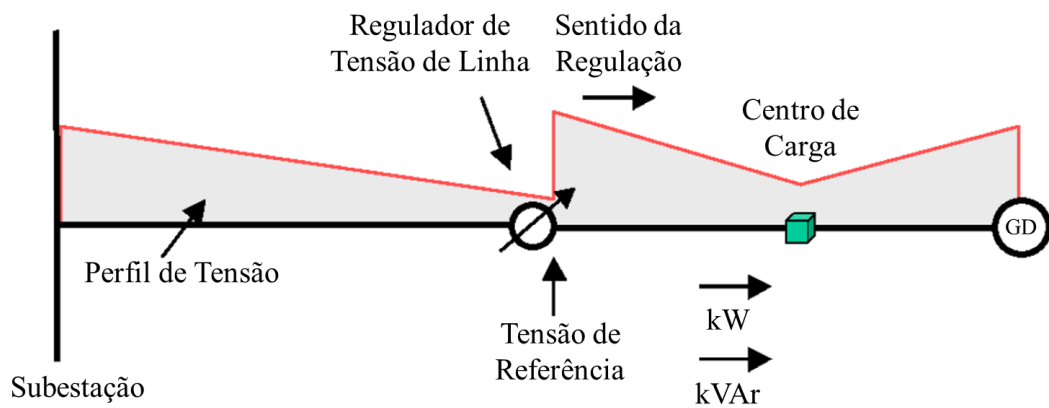


Figura 2.2. Modo Normal Bidirecional de um regulador de tensão de linha na presença de geração distribuída com fluxo unidirecional (extraído e adaptado de [20]).

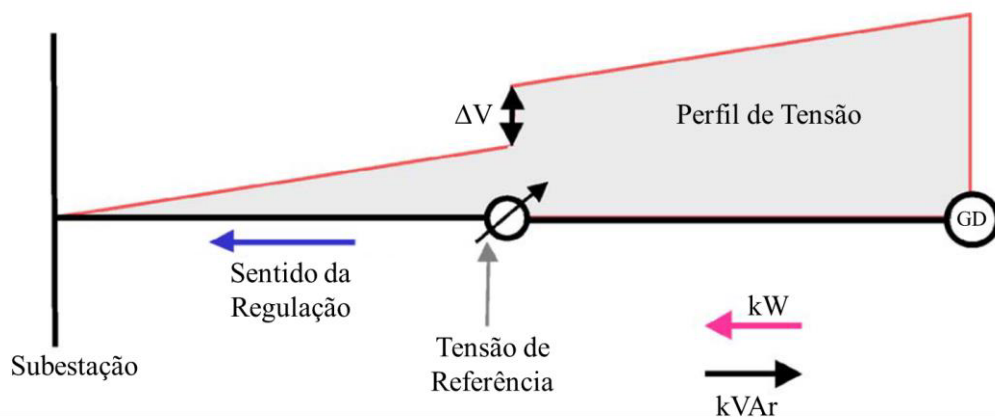


Figura 2.3. Modo Normal Bidirecional de um regulador de tensão de linha na presença de geração distribuída com fluxo reverso (extraído e adaptado de [20]).

Outro modo de operação do regulador é o Modo de Cogeração. Nesse modo, o regulador não muda o lado de regulação, ou seja, não tenta controlar a tensão do lado da subestação, mas sempre a tensão do lado da carga. Em função dos fluxos de potência envolvidos, possivelmente altera-se a barra controlada. No circuito da Figura 2.4, quando a geração distribuída é menor do que a potência demandada pela carga, o regulador controla a tensão no nó da carga (nó 3) através do controle *LDC*. Na situação de reversão de fluxo nos terminais do regulador, porém, este passa a regular a tensão no nó 2 devido à modificação no perfil de carga introduzida pela geração distribuída.

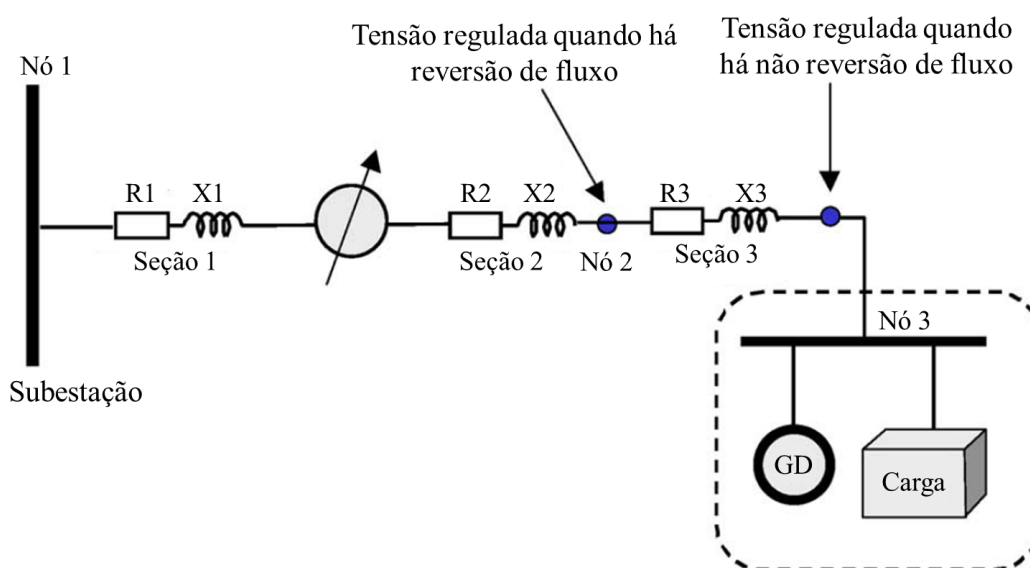


Figura 2.4. Modo de Cogeração de um regulador de tensão de linha na presença de geração distribuída (extraído e adaptado de [20]).

Uma vez tratadas as características teóricas do impacto que a geração distribuída causa sobre o sistema de controle de tensão das redes de distribuição, abordam-se estudos realizados via simulações computacionais e casos reais observados em concessionárias em alguns países do mundo, que também se referem à interação entre a geração distribuída e o sistema de controle de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica.

No caso de uma rede típica do Reino Unido, com a conexão de microgeradores solares em 50% das unidades consumidoras, verificou-se, através de simulações com resolução de 1 minuto, que a elevação de tensão corresponde ao impacto técnico mais grave sobre o sistema. Visto que o perfil de tensão se aproximou dos limites impostos por normas locais, tal elevação pode restringir a inserção desses geradores no futuro. Também houve reversão de fluxo nos transformadores de distribuição, transmitindo potência para a rede

primária, o que pode acarretar mudanças no funcionamento dos reguladores em função de seu modo de operação [24], conforme expressado anteriormente.

Ao estudar um alimentador típico do Canadá, observou-se que a geração solar em torno de 20% da potência nominal do transformador de distribuição representa o limite superior de penetração na rede sem que haja violação da magnitude de tensão. Estudos de sensibilidade mostraram que o aumento da impedância do circuito leva a uma diminuição dos níveis de geração [25]. Por conseguinte, uma alternativa para conter a elevação do perfil de tensão pode ser o recondutoramento de linhas secundárias, diminuindo a impedância do circuito.

Do ponto de vista prático, diversas concessionárias pelo mundo estão informando problemas de tensão devido à geração distribuída. Na Austrália, onde há uma média nacional de 15% de penetração de geradores fotovoltaicos nos chamados tetos solares [26], concessionárias enfrentam problemas de sobretensão devido à reversão de fluxo de potência na rede e há regiões onde se estabeleceu um limite de geração para evitar a ocorrência dos impactos técnicos observados [27]. Por conta disso, há forte interesse em novas práticas de controle através da integração de funcionalidades presentes nos inversores de frequência que conectam os painéis solares fotovoltaicos à rede [28].

Nos EUA, em San Diego, Califórnia, com uma penetração de 5,9% do pico de carga, a concessionária já enfrenta problemas de reversão de fluxo de potência e de elevação do perfil de tensão, com crescente necessidade de manutenção dos reguladores, devido ao aumento de atuações decorrente da maior variabilidade da tensão [29].

Finalmente, na Alemanha, onde a geração solar fotovoltaica já correspondia, em 2012, à principal fonte primária de energia (em termos de potência instalada [30]), a reversão de fluxo se mostra tão expressiva que além de provocar elevação de tensão no sistema de distribuição [31], há envio de potência para o sistema de transmissão [30].

Em suma, a elevação do perfil de tensão em regime permanente é um impacto técnico esperado teoricamente e observado no ambiente de concessionárias de países onde o nível de penetração de geração distribuída é significativo.

2.2 Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição Modernos

Conforme apresentado na seção 2.1, tradicionalmente, o controle de tensão em sistemas de distribuição é baseado no transformador da subestação com *OLTC*, no regulador de tensão de linha e em bancos de capacitores. Na presença de elevada penetração de geradores distribuídos, a principal dificuldade de operação desse sistema de controle é manter a coordenação entre os diversos equipamentos em razão da imprevisibilidade da variação da geração e possibilidade de inversão de fluxo de potência ativa na rede [30].

A fim de enfrentar esse cenário desafiador, é possível usufruir dos recursos de medição e processamento disponíveis nos modernos *DMSs* e da capacidade de controle presente nos inversores de frequência, responsáveis pela conexão dos geradores solares fotovoltaicos à rede. Nesse contexto, são consideradas três estratégias de controle de tensão em sistemas de distribuição, esquematicamente ilustradas na Figura 2.5, e que podem ser classificadas como: controle localizado, controle descentralizado e controle centralizado [30].

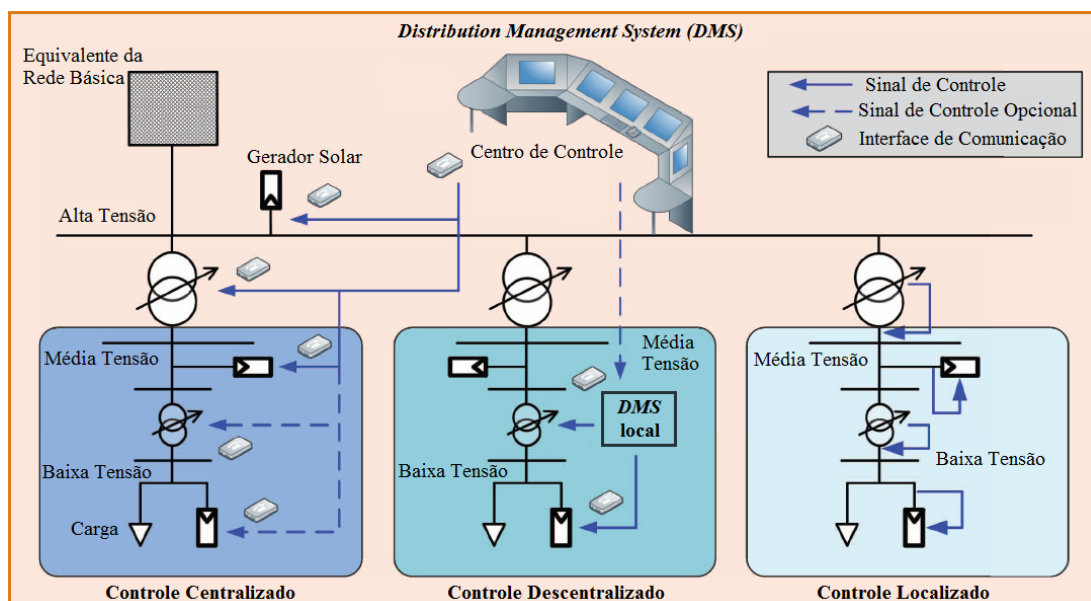


Figura 2.5. Estratégias de controle de tensão: controle localizado, controle descentralizado e controle centralizado (extraído e adaptado de [30]).

Essas três estratégias de controle demandam diferentes níveis de integração e comunicação dos equipamentos associados e, por conseguinte, de custo e complexidade. As principais características e métodos de cada uma dessas concepções são discutidos nas próximas subseções deste capítulo.

2.2.1 Controle Localizado

Estratégias de controle localizado não preveem comunicação entre os diversos dispositivos que influenciam a regulação de tensão. Cada equipamento realiza medições em seu ponto de conexão e segue funções e parâmetros próprios predefinidos para contribuir com o controle do perfil de tensão. Nas redes tradicionais, esse controle é realizado, sobretudo pelo transformador da subestação com capacidade de mudança de tape sob carga, *OLTC*, pelos reguladores de linha e eventualmente por banco de capacitores chaveáveis. Tais dispositivos são automaticamente controlados empregando formulações de controle como, por exemplo, *LDC* (em inglês, *Line Drop Compensation*) para os reguladores de tensão [19], [23]. Bancos de capacitores são tipicamente chaveados com base no valor local de tensão, corrente ou potência reativa, ou permanecem ativos em determinados períodos predefinidos. Além disso, para que haja coordenação entre esses equipamentos, é necessário adequar sua temporização, que usualmente assume valores entre 30 e 60 segundos [23], podendo chegar a 120 segundos conforme disponibilidade do fabricante.

A principal vantagem desta concepção está na simplicidade, uma vez que não há necessidade de comunicação de dados e processamento centralizado de informações, pois cada equipamento de controle atua conforme o ajuste de seus próprios parâmetros e eventuais medições em seu ponto de conexão. Por outro lado, uma desvantagem importante é o risco de conflito entre a atuação de diferentes dispositivos. Em outras palavras, é possível que ocorram situações em que a atuação de um dispositivo provoque a atuação desnecessária de outro, que demandaria uma nova atuação do primeiro e assim, isso pode se repetir por um intervalo longo até que convirjam para um ponto de operação em que ambos experimentem tensões adequadas.

Na presença de massiva penetração de geração fotovoltaica, empregar a capacidade de compensação de potência reativa do inversor de frequência, responsável pela conexão à rede, tem sido a prática de controle localizado mais comumente proposta na literatura [32]. As principais estratégias para realizar esse esquema de controle são: potência reativa constante (Q_{cte}); fator de potência constante (fp_{cte}); fator de potência dependente da potência ativa ($fp(P)$) e potência reativa dependente da tensão ($Q(V)$), ou ainda combinações dessas estratégias entre si (e.g., fator de potência dependente da potência ativa e da tensão $fp(P, V)$) [33].

Na Alemanha, o chamado *GGC* (em inglês, *German Grid Codes*) estabelece uma curva característica padrão para geradores distribuídos conectados à rede via inversores de frequência. Essa curva introduz uma dependência entre a potência reativa injetada ou consumida e a potência ativa produzida pelo respectivo gerador. Entretanto, como o uso da respectiva curva: (a) implica em atribuir características idênticas para cada gerador do sistema, independentemente de sua localização na rede; e (b) não leva em consideração o perfil de tensão; ocorre, como resultado, um consumo desnecessário de potência reativa, aumentando as perdas elétricas do sistema [32].

A fim de aprimorar a curva definida pelo *GGC*, em [32], recomenda-se um método local de controle de tensão através do consumo de potência reativa. Tal método é um meio sistemático de ajustar os parâmetros da curva característica do *GGC* e baseia-se na matriz de sensibilidade de tensão e em parâmetros da rede. Simulações em uma rede real da Dinamarca mostraram redução dos fluxos de potência reativa e das perdas elétricas através da utilização do método proposto.

Outra possibilidade de controle local, embora não seja o desejado pelos produtores de energia, é a limitação da geração de potência ativa. Técnicas baseadas em funções *droop* são estudadas em [34]. O primeiro esquema apresentado é caracterizado por atribuir coeficientes iguais para todos os inversores, enquanto o segundo sugere coeficientes diferentes visando obter um corte de potência ativa semelhante para cada acessante envolvido. Em suma, do ponto de vista do controle de tensão, ambas as soluções atingem resultados similares e satisfatórios. Observa-se no primeiro caso que os consumidores mais distantes do transformador de distribuição são obrigados a restringir mais a injeção de potência ativa, afetando seu retorno econômico. Na segunda opção, apesar da diminuição de potência ativa ser individualmente menor, o corte total é maior que o obtido pelo primeiro esquema. Logo, o aspecto econômico é um fator determinante na escolha de uma entre as alternativas estudadas.

Finalmente, a integração de dispositivos armazenadores de energia, como baterias, é uma estratégia muito promissora como método de controle localizado. Tal recurso pode ser integrado às alternativas anteriores. De [35], destaca-se que:

- O uso de sistemas de armazenamento de energia pode diminuir os níveis de tensão nos períodos de excesso de geração devido à menor injeção de potência ativa na rede, sendo que quanto maior a bateria, maior a redução da magnitude de tensão;

- Estratégias de carregamento dinâmico da bateria (i.e., dependentes dos valores de tensão) oferecem uma maior integração às estratégias de compensação de potência reativa e de limitação de potência ativa, eliminando as violações dos limites normativos de tensão;
- Do ponto de vista econômico, o uso de estratégias dinâmicas de carregamento minimiza a perda total de energia do conjunto de geradores solares. Todavia, o produtor conectado em um ponto de menor nível de curto-circuito talvez tenha um ganho reduzido, sendo necessário estabelecer mecanismos de divisão do custo referente às perdas do sistema.

Avalia-se, em [36], o uso coordenado de compensação de potência reativa e de armazenamento de energia com funções *droop* em contexto urbano e rural. Na cidade, a estratégia de compensar potência reativa se mostra suficiente para manter a magnitude da tensão dentro dos limites previstos na legislação vigente. Entretanto, devido às longas distâncias e ao baixo carregamento, o cenário na rede rural é mais crítico, exigindo a integração das baterias ao controle local. Ambas as alternativas estudadas (*droop* constante e *droop* variável) alcançam um bom desempenho. De modo semelhante ao observado em [34], as funções *droop* constante exigem baterias maiores e um investimento desequilibrado entre os consumidores em função de sua localização. Já as funções *droop* variável permitem que o investimento seja feito em baterias menores e seja igualmente distribuído entre todos os consumidores envolvidos. Eventualmente, o uso exclusivo de baterias pode ser efetivo no controle de tensão, caso haja um investimento maior, pois é necessário que a capacidade de armazenamento de energia das baterias seja maior.

2.2.2 Controle Descentralizado

Soluções descentralizadas de controle de tensão demandam que os dispositivos de controle de uma região reduzida da rede estabeleçam a troca de informações das medições dos respectivos pontos de conexão e sejam comandados por um controlador intermediário, uma espécie de *DMS* local ou descentralizado. Isto pode ser implantado, por exemplo, nos transformadores de distribuição que conectam as redes secundárias à rede primária. Nesse sentido, tais pontos de conexão atuariam como pequenas subestações inteligentes controlando setores da rede através das medições realizadas e tomando decisões a partir desse conjunto de informações. A função do controlador intermediário é coordenar os componentes ativos de sua região, com o objetivo de manter o perfil de tensão dentro dos limites impostos pela legislação. A intervenção do *DMS* central é opcional e pouco frequente nesta estratégia.

Esquemáticamente, a Figura 2.6 apresenta um modo coordenado e contínuo de exercer o controle descentralizado. Primeiramente, o controlador descentralizado determina o ajuste de parâmetros locais de controle através de algum método adequado para a estratégia escolhida; em seguida, ocorre a comunicação desses ajustes aos geradores distribuídos que realizam ações locais segundo seus próprios algoritmos. De modo contínuo, há a comunicação de dados do ponto de conexão dos geradores para o controlador descentralizado para que possa haver a eventual atualização dos parâmetros de controle.

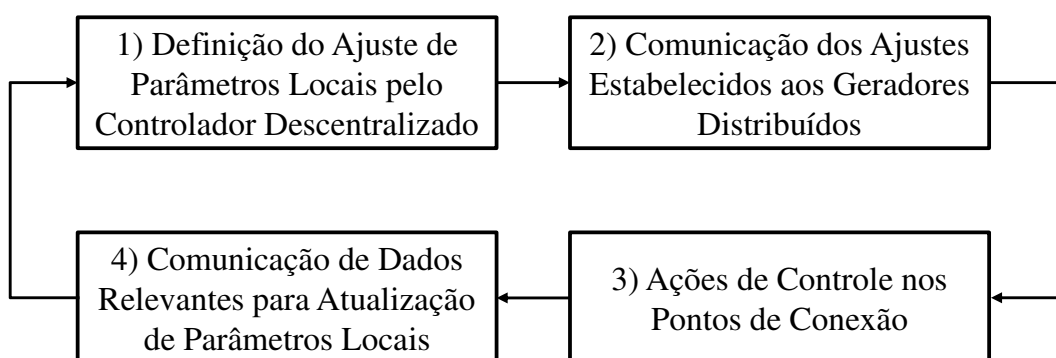


Figura 2.6. Modo coordenado e contínuo de controle descentralizado de tensão.

A vantagem desta concepção perante a metodologia de controle localizado é viabilizar que as ações de controle sejam tomadas de modo coordenado entre os diversos equipamentos, aumentando a flexibilidade e a capacidade de adaptação sob diferentes pontos de operação. Além disso, esta solução demanda menor capacidade de comunicação e processamento de informação que a estratégia centralizada, abordada adiante. Contudo, como as ações de controle são baseadas somente em informações regionalizadas, as funcionalidades dos equipamentos podem não ser plenamente usadas.

O controle coordenado descentralizado de potência ativa e reativa é proposto em [37]. O controlador intermediário é responsável pela resolução de um problema de programação linear, de onde provém o ajuste de parâmetros locais de funções lineares por partes que relacionam as potências ativa e reativa à geração solar instantânea. A previsão da geração instantânea leva em conta a imprevisibilidade da radiação devido à presença de interferências, como a passagem de nuvens ou a queda de folhas sobre os painéis solares. Um diferencial obtido pelo método é a possibilidade de a compensação de potência reativa ser realizada por fase, evitando variações de tensão em outras fases, o que produz uma redução das perdas elétricas, devido ao suporte mais equilibrado de reativos.

Sistemas de armazenamento de energia integrados aos geradores distribuídos também podem ser utilizados como solução descentralizada de controle. A recarga de uma dada bateria ocorre quando o nível de potência ativa produzida pelo respectivo gerador solar fotovoltaico supera um determinado limiar. Esse limiar, função do nível de penetração¹ de geração distribuída, é a solução dada por um controlador descentralizado para um problema de otimização formulado por programação linear. Tal problema considera a dependência da tensão de cada ponto de conexão com a potência ativa gerada. O limiar de potência é igual para todos os produtores presentes no sistema [38].

Por sua vez, em [39], o carregamento do sistema de armazenamento de cada gerador distribuído depende de dois fatores diferentes. O controle local é responsável por determinar a taxa de carregamento da bateria em função de seu estado de carregamento (em inglês, *State of Charge, SoC*). Ao controlador intermediário cabe estabelecer o fator de utilização de cada sistema de armazenamento, calculado através de um algoritmo de consenso que leva em consideração a tensão mais crítica da rede. A potência a ser carregada ou descarregada na bateria depende de ambos os parâmetros e é constantemente atualizada.

2.2.3 Controle Centralizado

Nesta concepção de controle, dito centralizado, todos os dispositivos envolvidos na regulação de tensão da rede de distribuição são controlados pelo *DMS* central. Esta estratégia demanda altos níveis de comunicação e integração entre os equipamentos e áreas distintas da rede, visando um ganho não só regionalizado, mas, sobretudo global. A complexidade desta solução encontra-se não somente na alta demanda de monitoramento e comunicação, mas também na necessidade de modelos matemáticos computacionais para estimar o estado da rede e definir o ponto ótimo de operação considerando a disponibilidade de controle. As decisões podem ser tomadas, por exemplo, por uma unidade de otimização que realiza os cálculos de fluxo de carga e determina as ações de cada elemento do sistema.

As principais desvantagens desta concepção residem justamente na alta demanda por medição, comunicação, processamento de dados e precisão dos modelos matemáticos. Por outro lado, a principal vantagem é a possibilidade de se obter soluções ótimas do ponto de vista de uso global dos recursos de controle, evitando situações de conflito de atuações como ocorre nas soluções anteriores, principalmente com a estratégia de controle localizado.

¹ Neste caso, nível de penetração é entendido como a razão entre a potência ativa instalada (kW) e a potência aparente nominal do alimentador (kVA).

O controle centralizado de potência reativa considerando a presença de reguladores de tensão é estudado em [40]. O objetivo da otimização desenvolvida é minimizar o número de comutações de tapes garantindo que o perfil de tensão esteja dentro de limites adequados. O modelo utiliza previsões de carga e de radiação solar. Através da comunicação de dados entre a subestação e os minigeradores distribuídos (presentes na rede primária), ocorre o despacho de potência reativa, que auxilia na regulação de tensão. Uma penalização sobre a comutação dos tapes para valores próximos aos extremos possibilita que os reguladores operem com uma margem de controle satisfatória. Com um elevado nível de penetração de geração solar fotovoltaica, a atuação do regulador de linha pode contribuir indiretamente para equilibrar os fluxos de potência reativa ao longo do alimentador.

Além de otimização, o controle centralizado também pode ser realizado de modo coordenado, conforme descrito em [41], através da integração de sistemas de armazenamento de energia. Nesse caso, os objetivos atingidos pelo método são: a diminuição do número de operações dos reguladores; a redução da demanda de energia no pico de carga e das perdas elétricas nas linhas do circuito. Busca-se preservar a vida útil das baterias por meio de um limite inferior para o nível de carregamento. Durante o dia, quando a geração solar acontece, os reguladores são os primeiros a atuar para manter o perfil de tensão dentro dos limites desejados. Quando é preciso, o controlador central dispõe de comunicação direta entre a subestação e os microgeradores (presentes nas redes secundárias) para enviar um comando de carregamento das baterias. No período de pico de carga, também é responsabilidade do controlador central coordenar a injeção de potência ativa armazenada ao longo do dia.

2.2.4 Resumo da Classificação dos Métodos de Controle de Tensão

De modo geral, as subseções precedentes apresentaram as características fundamentais de três estratégias de controle de tensão em sistemas de distribuição modernos, segundo a classificação definida em [30] e ilustrada na Figura 2.5. Trata-se de controle localizado, controle descentralizado e controle centralizado. De forma resumida, a Tabela 2.1 sintetiza as informações referentes a cada estratégia, elencando as vantagens e desvantagens, bem como os métodos de controle de tensão analisados.

Tabela 2.1. Resumo da classificação e das características de métodos de controle de tensão em sistemas de distribuição modernos presentes na literatura.

| Classificação | Comunicação de Dados | Vantagens e Desvantagens | Métodos de Controle de Tensão |
|--------------------------|---|--|--|
| Controle Localizado | Não está prevista. Cada equipamento realiza medições em seu ponto de conexão e segue funções e parâmetros próprios predefinidos. | <p>1) Vantagem: simplicidade, pois não há comunicação de dados nem processamento centralizado de informações;</p> <p>2) Desvantagem: risco de conflito entre a atuação de diferentes equipamentos de controle.</p> | Compensação de potência reativa [32], [33]; Limitação de geração de potência ativa [34]; Integração de baterias aos geradores [35], [36]. |
| Controle Descentralizado | Estabelecida entre dispositivos de certa região e o controlador intermediário (espécie de <i>DMS</i> local), que pode ser incluído nos transformadores de distribuição, por exemplo. Sua função é coordenar os componentes ativos de sua região a fim de manter o perfil de tensão em níveis adequados. | <p>1) Vantagem: viabiliza ações coordenadas entre os dispositivos, aumentando a capacidade de adaptação sob diferentes pontos de operação;</p> <p>2) Desvantagem: demanda maior capacidade de comunicação e processamento de informação que a estratégia localizada, porém menor que a centralizada.</p> | Controle coordenado de potência ativa e reativa [37]; Sistemas de armazenamento de energia integrados aos geradores distribuídos [38], [39]. |
| Controle Centralizado | Requer alto nível de integração entre os dispositivos, as regiões da rede e o <i>DMS</i> central. Este controla e ajusta os parâmetros de cada equipamento, a partir de uma unidade de controle (otimização) que determina o estado da rede e estabelece as ações a serem tomadas. | <p>1) Vantagem: possibilita a obtenção de soluções ótimas do ponto de vista do uso dos recursos de controle;</p> <p>2) Desvantagem: complexidade, devido à grande necessidade de monitoramento e comunicação de dados, além da demanda por modelos matemáticos precisos para estimar o estado da rede e definir o ponto ótimo de operação.</p> | Controle centralizado de potência reativa com a presença de reguladores de tensão através de otimização [40]; Controle coordenado por meio da integração de sistemas de armazenamento de energia [41]. |

Ressalta-se novamente que os métodos de controle classificados na Tabela 2.1 foram desenvolvidos com base em estratégias e teorias de controle variadas. Por sua vez, os estudos apresentados no capítulo 4 restringem-se a explorar diversas configurações do sistema de controle de tensão tradicional, que é uma forma de controle de tensão localizado.

De fato, do ponto de vista das concessionárias, as metodologias de controle de tensão analisadas neste trabalho são simples e de fácil implantação. Já a adoção de métodos mais sofisticados no sistema de controle de tensão requer a existência de infraestrutura de comunicação de dados e processamento de informações. Tal infraestrutura ainda é incipiente no Brasil e necessita de investimentos consideráveis para se tornar realidade.

3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADO E FATORES DE DESEMPENHO PROPOSTOS

Neste trabalho, a análise de diferentes métodos de controle de tensão foi efetuada em um sistema de distribuição real, composto por quatro alimentadores, cujos dados elétricos e topológicos reais foram fornecidos pela CPFL Paulista. Dessa maneira, a seção 3.1 visa descrever os modelos utilizados no sistema, tanto a rede elétrica quanto os elementos mais relevantes para o estudo: reguladores de tensão, bancos de capacitores e cargas. As características de operação, determinadas por um fluxo de carga série temporal com duração de 1 dia (24 h) e resolução de 30 s, também são mostradas para complementar a descrição do sistema de distribuição estudado. Destaca-se que tal resolução foi escolhida devido à temporização dos reguladores de tensão, que é desta ordem de grandeza, conforme informado na subseção 3.1.2.

No que lhe concerne, a seção 3.2 detalha os Fatores de Desempenho propostos a fim de avaliar o desempenho dos métodos de controle de tensão, analisados no capítulo 4. Tais Fatores de Desempenho quantificam o custo de cada configuração de controle em termos de duas componentes: (i) as violações dos limites normativos de tensão em regime permanente, estabelecidos pela norma técnica brasileira que se aplica neste contexto, a saber, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [16], e (ii) a degradação dos equipamentos de controle envolvidos (reguladores de tensão e bancos de capacitores).

Finalmente, o modelo dos geradores solares fotovoltaicos (FVs) é apresentado na seção 3.3. Os itens que o constituem são: modelo do FV no cálculo de fluxo de carga; perfil diário de geração solar; nível de penetração, tanto no que diz respeito ao número de unidades consumidoras (UCs) com microgeradores instalados, quanto à potência nominal dos FVs presente em cada rede secundária do sistema de distribuição. O referido nível de penetração foi determinado em um estudo probabilístico desenvolvido preliminarmente no grupo de pesquisa, cujos resultados mais relevantes são exibidos na subseção 3.3.1.

Ressalta-se ainda que o cálculo do fluxo de carga série temporal é realizado no *OpenDSS* [42] via *Python* [43]. Efetivamente, o algoritmo desenvolvido em *Python* executa um fluxo de carga no *OpenDSS* através da interface *COM* [44] e armazena os resultados. Posteriormente, o processamento de tais resultados também é efetuado em ambiente *Python*.

3.1 Modelos dos Principais Elementos do Sistema de Distribuição Estudado

Nesta seção, são descritos os modelos dos principais elementos que compõem o sistema de distribuição estudado no decorrer deste trabalho. A subseção 3.1.1 trata das características e dados da rede elétrica. Os equipamentos do sistema de controle de tensão tradicional, ou seja, os reguladores de tensão e os bancos de capacitores são abordados na subseção 3.1.2 e na subseção 3.1.3, respectivamente. Por fim, a subseção 3.1.4 apresenta o modelo da carga, enquanto a subseção 3.1.5 mostra o comportamento do sistema ao longo de 1 dia de operação, através de um fluxo de carga série temporal.

3.1.1 Rede Elétrica

Os dados reais da rede elétrica estudada nesta dissertação foram fornecidos pela CPFL Paulista. O circuito é composto por quatro alimentadores, conforme ilustrado na Figura 3.1, que contém um esquemático com a localização das barras do referido sistema. Observa-se que os alimentadores AL1 e AL3 são praticamente exclusivos a um centro comercial de grande porte, pois há apenas algumas outras unidades consumidoras (UCs) conectadas no AL3. Por sua vez, o circuito AL2 alimenta uma região residencial majoritariamente com conexões bifásicas, além de unidades comerciais de pequeno e médio porte. Nesse setor está contido o maior carregamento do sistema, que ocorre entre 18h e 21h. As UCs situadas no final do alimentador AL2 são cargas industriais de médio porte. Finalmente, o circuito AL4, o mais extenso, alimenta o centro de carga mais distante do sistema, de natureza predominantemente residencial com conexão monofásica, além de pequenos comércios. No entanto, o circuito AL4 também alimenta cargas de grande porte (mercados atacadistas e cargas industriais de menor porte).

A Tabela 3.1 exhibe características relevantes do sistema de distribuição estudado. Verifica-se por esse conjunto de dados que os alimentadores conectados a esse sistema de distribuição são bastante heterogêneos, tanto do ponto visto elétrico quanto topológico. Em outras palavras, os alimentadores AL1 e AL3 são expressos, ou seja, curtos e alimentam poucas cargas com transformadores dedicados, enquanto os outros dois alimentadores (AL2 e AL4) são mais complexos, fornecendo energia a um grande número de UCs em uma área de abrangência bastante vasta.

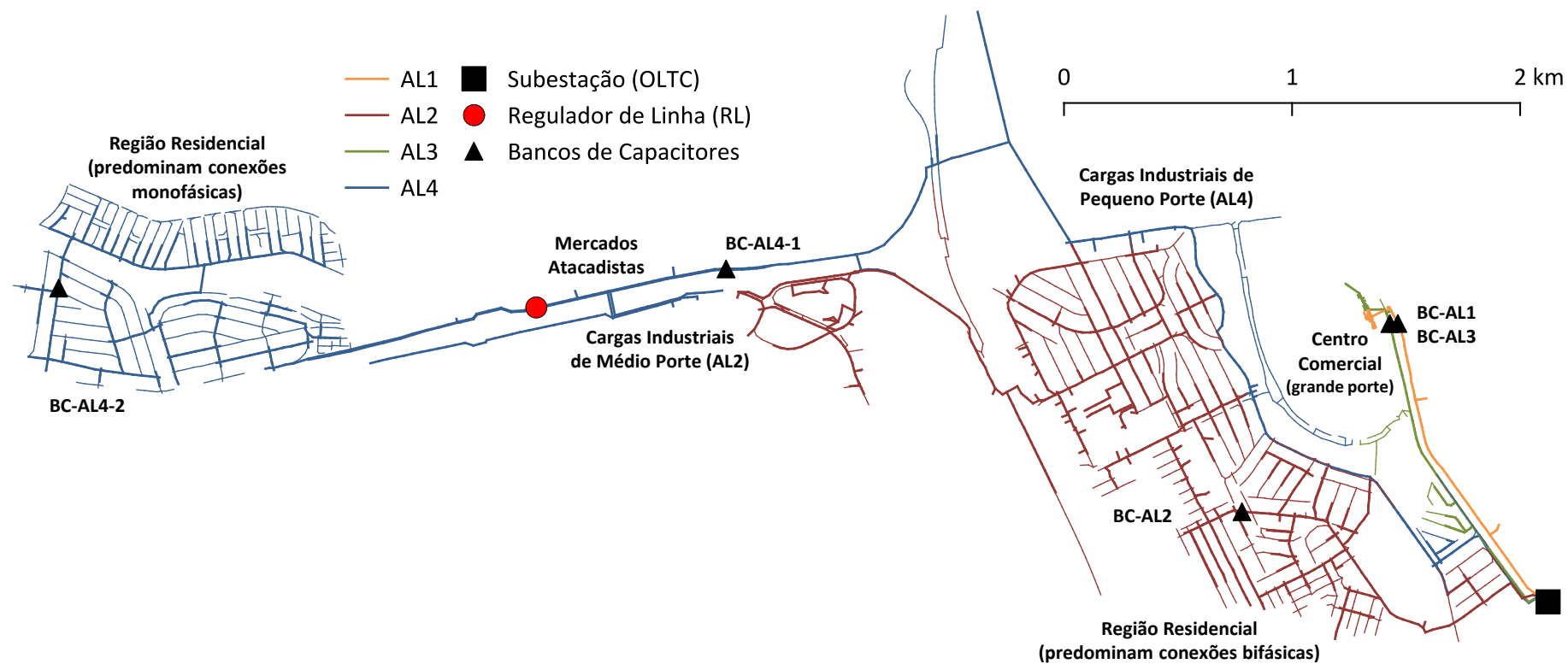


Figura 3.1. Esquemático do sistema de distribuição estudado composto por quatro alimentadores, dois reguladores de tensão e cinco bancos de capacitores.

Tabela 3.1. Características gerais do sistema de distribuição estudado.

| Característica | Alimentador | | | | Subestação |
|---|-------------|-------|------|-------|------------|
| | AL1 | AL2 | AL3 | AL4 | |
| Distância da UC mais distante em relação à subestação (km) | 1,73 | 5,16 | 1,73 | 10,62 | 10,62 |
| Comprimento total da rede² (km) | 2,21 | 78,67 | 5,40 | 69,39 | 155,67 |
| Comprimento da rede primária² (km) | 2,21 | 21,53 | 2,21 | 17,86 | 43,81 |
| Razão X/R média da rede primária³ | 1,41 | 1,05 | 1,40 | 1,27 | 1,18 |
| Comprimento das redes secundárias² (km) | - | 57,14 | 3,19 | 51,53 | 111,86 |
| Razão X/R média das redes secundárias³ | - | 0,29 | 0,13 | 0,28 | 0,28 |
| Unidades consumidoras | 19 | 4.034 | 118 | 2.473 | 6.644 |
| Unidades consumidoras monofásicas | 0 | 847 | 2 | 1.969 | 2.818 |
| Unidades consumidoras bifásicas | 0 | 2.903 | 1 | 383 | 3.287 |
| Unidades consumidoras trifásicas | 19 | 284 | 115 | 121 | 539 |
| Redes secundárias (220 V) | 0 | 102 | 4 | 51 | 157 |
| Transformadores dedicados (380 V) | 19 | 23 | 10 | 10 | 62 |

Na subestação, o sistema de transmissão é visto como um circuito equivalente de Thévenin, composto por uma fonte de tensão ideal em série com uma impedância. Considera-se que tal fonte, trifásica e equilibrada, opera com uma tensão de 1,05 pu (tensão de base de 11,4 kV), enquanto a impedância série corresponde ao nível de curto-circuito informado na base de dados da CPFL Paulista (150 MVA). Para caracterizar a rede elétrica, emprega-se um modelo multifásico. A rede primária é composta por 3 fios (fases A, B e C), enquanto as redes secundárias contêm 4 fios (fases A, B e C e o neutro N). Os transformadores de distribuição, que interconectam as redes secundárias à rede primária, são trifásicos na configuração triângulo no primário e estrela aterrado no secundário. O condutor neutro é aterrado tanto no transformador de distribuição quanto no painel de serviço das unidades consumidoras. Tal modelo multifásico, por considerar explicitamente todos os condutores do sistema, permite calcular a tensão entre as fases e o neutro nas redes de baixa tensão.

Do ponto de vista do sistema de controle de tensão, nota-se na Figura 3.1 que o transformador da subestação possui um comutador de tapes sob carga, *OLTC*, que regula a tensão dos quatro alimentadores conectados à rede. Ademais, há um regulador de tensão de linha no alimentador AL4 e cinco bancos de capacitores espalhados pelos quatro alimentadores. Esses elementos são detalhados nas próximas subseções.

² Soma dos comprimentos de todos os condutores presentes no circuito analisado.

³ Média da razão X/R de todos os condutores do circuito analisado, ponderada pelos respectivos comprimentos.

3.1.2 Reguladores de Tensão

No sistema de distribuição estudado, há dois reguladores de tensão: o regulador da subestação, *OLTC*, e o regulador de linha, *RL*, presente no alimentador AL4, distante cerca de 6 km da subestação. A Tabela 3.2 apresenta os parâmetros e configurações básicas dos reguladores de tensão. Segundo a base de dados da CPFL Paulista, bem como informações fornecidas por engenheiros da concessionária, os reguladores operam com tensão de referência de 1,035 pu e largura de banda de 0,02 pu. O *OLTC* tem a prioridade de atuação frente ao *RL*, devido aos valores de temporização de 60 s e 90 s, respectivamente. Além disso, ambos buscam regular o perfil de tensão da respectiva barra de conexão. Por fim, o *OLTC* atua em conjunto nas três fases, enquanto *RL* controla a tensão das três fases separadamente.

Tabela 3.2. Parâmetros dos reguladores de tensão do sistema de distribuição estudado.

| Parâmetro | Regulador da Subestação (<i>OLTC</i>) | Regulador de Linha (<i>RL</i>) (distante 6 km da subestação) |
|---|---|--|
| Tipo de conexão | Trifásico conectado em estrela aterrado | Três autotransformadores ⁴ conectados em estrela aterrado |
| Potência nominal do transformador associado | 20 MVA | 3 MVA (1 MVA por fase) |
| Barra controlada | Barra de conexão, com a atuação conjunta nas três fases | Barra de conexão, com a atuação separada de cada uma das três fases |
| Tensão de base | 11,4 kV (1,00 pu) | 6,58 kV (1,00 pu) |
| Tensão de referência | 11,8 kV (1,035 pu) | 6,81 kV (1,035 pu) |
| Largura de banda | ±0,01 pu (entre 11,69 e 11,91 kV) | ±0,01 pu (entre 6,74 e 6,88 kV) |
| Temporização | 60 s | 90 s |

3.1.3 Bancos de Capacitores

Há cinco bancos de capacitores distribuídos entre os quatro alimentadores do sistema de distribuição. Destaca-se que o nome de cada banco faz referência ao alimentador em que está conectado. O alimentador AL4 possui dois bancos de capacitores, sendo um de maior potência reativa, conectado a montante do regulador de linha (BC-AL4-1) e outro, BC-AL4-2, de menor capacidade, conectado a jusante de *RL*. A Tabela 3.3 informa as características desses equipamentos. Todos os bancos de capacitores possuem duas unidades trifásicas, conectadas em estrela isolado (sem aterramento). A princípio, os bancos de capacitores operam no modo fixo, ou seja, injetam a potência reativa nominal ao longo de todo o dia. Na seção 4.4, estuda-se o efeito de controlar o chaveamento de três dos cinco bancos do sistema (aqueles presentes nos alimentadores AL2 e AL4).

⁴ O Apêndice A detalha o modelo do regulador de linha no *OpenDSS*.

Tabela 3.3. Características dos bancos de capacitores do sistema de distribuição estudado.

| Banco de Capacitores | Potência Reativa Nominal (kVAr) | Tipo de Conexão | Número de Unidades Trifásicas | Modo de Operação |
|-----------------------------|--|------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| BC-AL1 | 900 | Estrela isolado | 2 (450 kVAr cada) | Fixo |
| BC-AL2 | 900 | Estrela isolado | 2 (450 kVAr cada) | Fixo |
| BC-AL3 | 900 | Estrela isolado | 2 (450 kVAr cada) | Fixo |
| BC-AL4-1 | 1200 | Estrela isolado | 2 (600 kVAr cada) | Fixo |
| BC-AL4-2 | 300 | Estrela isolado | 2 (150 kVAr cada) | Fixo |

3.1.4 Cargas

Todas as unidades consumidoras do sistema de distribuição são modeladas como cargas com potência constante. De acordo com a base de dados utilizada, o fator de potência padrão dos consumidores de baixa tensão é 0,85 indutivo nas redes secundárias (220 V). Já as cargas conectadas em transformadores dedicados (380 V) operam com fator de potência de 0,92 indutivo. Na prática, conhecer a potência consumida pelas cargas constitui um dos aspectos (e desafios) mais fundamentais em estudos de sistemas elétricos de potência, especialmente, nos sistemas de distribuição. Em sua grande maioria, os consumidores de baixa tensão não têm medições de demanda. No entanto, é possível estimá-la por meio de um procedimento estabelecido pela CPFL [45], o qual usa curvas de carga típicas ajustadas pelo consumo de energia mensal de cada consumidor. Assim, a potência ativa em cada instante do dia é calculada de acordo com tal procedimento, enquanto a respectiva potência reativa decorre do fator de potência informado, constante em todo o dia.

3.1.5 Características de Operação

O propósito desta subseção é complementar a descrição do sistema de distribuição estudado, realizada nas subseções anteriores, através dos resultados de um fluxo de carga série temporal, com duração de 24 h e resolução de 30 s. Essa simulação é chamada de Caso Sem FVs, por ser a operação diária do sistema de distribuição, ainda sem a presença de geradores solares fotovoltaicos. Nesse sentido, ao interpretar os resultados obtidos, constata-se, primeiramente, que não ocorrem sobretensões em nenhum ponto do circuito. Para ilustrar isso, a Figura 3.2 mostra o perfil de tensão de todo o sistema às 21h02min00s, quando se observa a maior magnitude de tensão desta simulação. A Figura 3.3, que contém o perfil de tensão no instante de menor magnitude de tensão (18h29min30s), indica que o sistema de distribuição experimenta subtensões. De fato, as violações de tensão mínima estão dispersas no circuito e acontecem em redes secundárias do alimentador AL2.

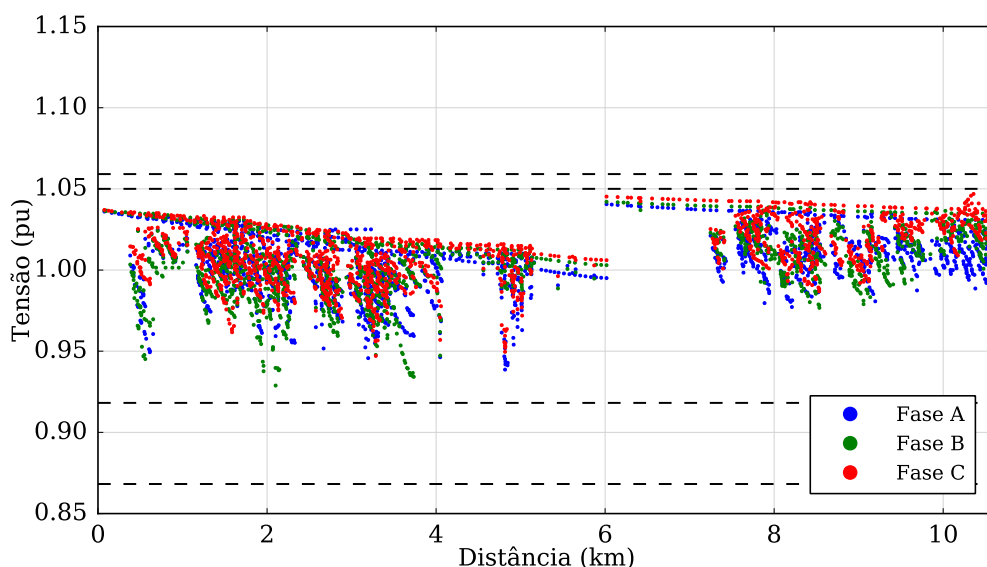


Figura 3.2. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão (21h02min00s)
– Caso Sem FVs.

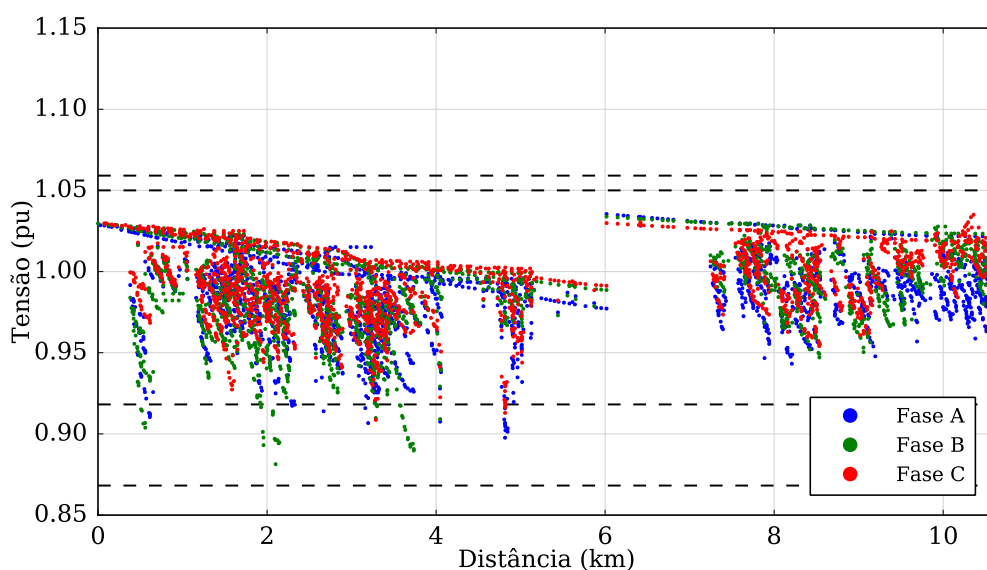


Figura 3.3. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão (18h29min30s)
– Caso Sem FVs.

Por sua vez, a Figura 3.4 exibe o perfil de atuação dos reguladores de tensão no Caso Sem FVs. Nota-se que o regulador da subestação apenas comuta seu tape no início do horário de pico, por volta de 18h e depois, perto de 24h. Já o regulador de linha atua mais vezes ao longo do dia, mas a grande quantidade de atuações também se concentra à noite. Salienta-se que o *OLTC* atua sobre as três fases conjuntamente, enquanto o *RL* é capaz de comutar os tapes por fase, logo são quatro perfis das posições de tapes considerados.

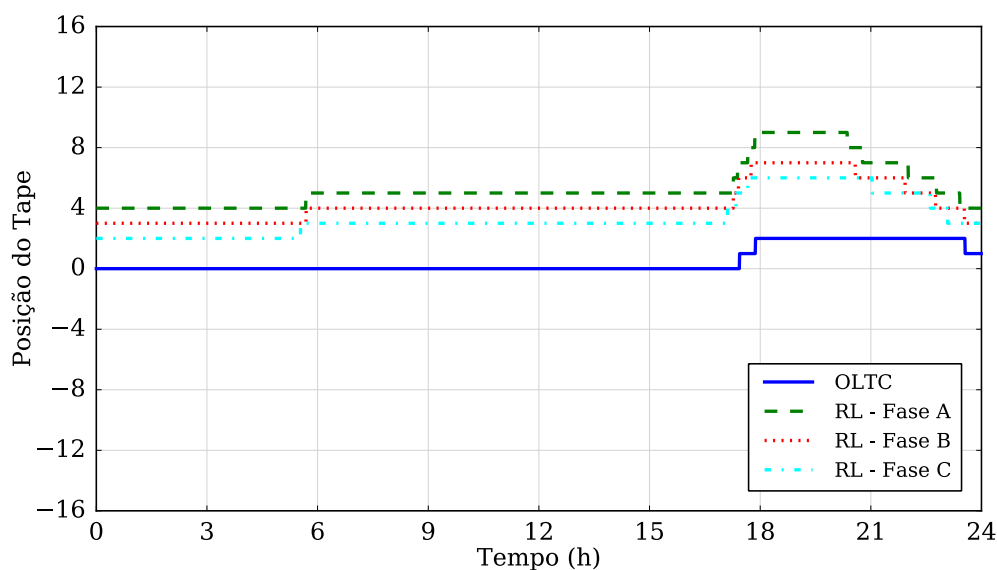


Figura 3.4. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Sem FVs.

Após observar aspectos relacionados ao perfil de tensão, analisam-se os fluxos de potência do sistema. Basicamente, a Figura 3.5 apresenta os fluxos de potência da subestação, que se dividem entre os quatro alimentadores, conforme explorado adiante. Destaca-se que valores positivos indicam que a potência flui da subestação para as cargas. Assim, nota-se que a subestação fornece uma parcela relativamente pequena de reativos à rede, uma vez que os bancos de capacitores, fixos e mais próximos aos consumidores, injetam toda a potência reativa disponível em suas unidades. Isso se expressa pela proximidade entre a potência ativa e a potência aparente, sendo praticamente idênticas entre 0h e 17h.

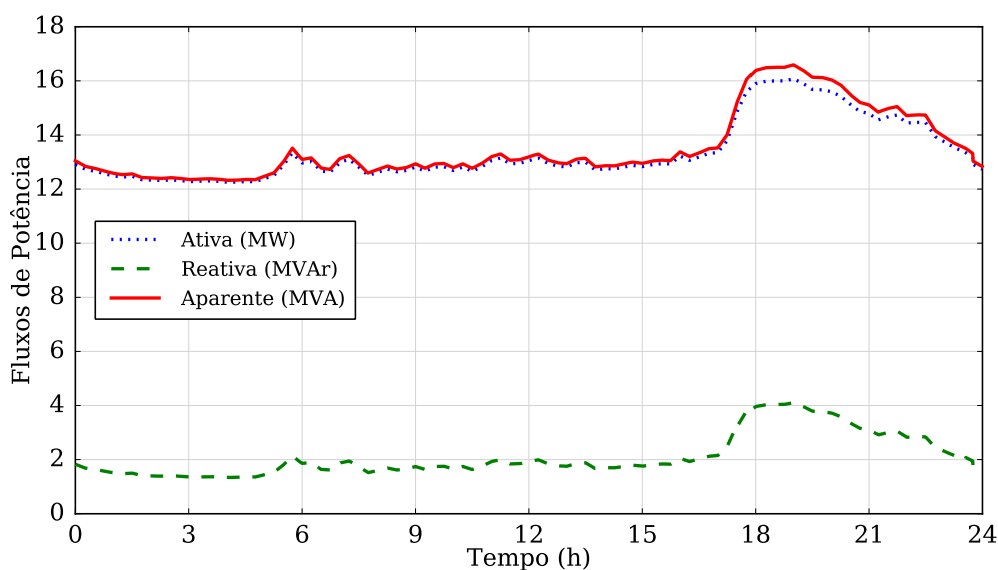
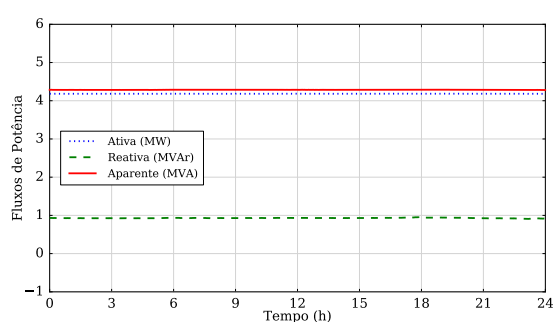
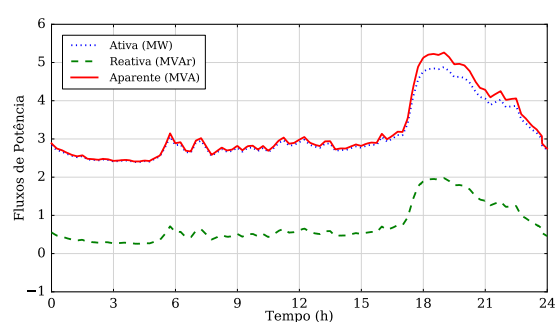


Figura 3.5. Fluxos de potência na subestação – Caso Sem FVs.

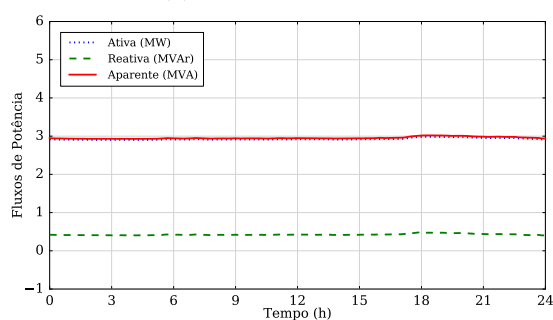
Do ponto de vista dos alimentadores, a Tabela 3.4 explicita os respectivos valores de demanda mínima, média e máxima de potência ativa, reativa e aparente, ilustrados na Figura 3.6. De acordo com a descrição da subseção 3.1.1, os alimentadores AL2 e AL4 apresentam um perfil de consumo tipicamente residencial, com o pico de carga ocorrendo entre 18h e 21h. No entanto, devido à quantidade considerável de cargas de grande porte no AL4, a demanda média é mais próxima da demanda máxima do que no AL2, onde há apenas cargas industriais de médio porte. Além do mais, de acordo com as informações disponibilizadas pela CPFL, o perfil de consumo do AL1 e do AL3, devido ao centro comercial, é praticamente constante ao longo do dia.



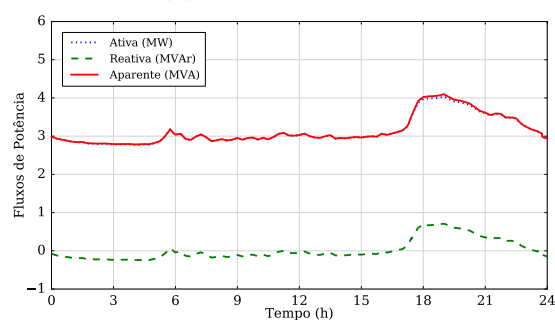
(a) Alimentador AL1.



(b) Alimentador AL2.



(c) Alimentador AL3.



(d) Alimentador AL4.

Figura 3.6. Fluxos de potência nos alimentadores – Caso Sem FVs.

Tabela 3.4. Demanda de fluxo de potência do sistema de distribuição estudado – Caso Sem FVs.

| Sistema de Distribuição | | Alimentador | | | | Subestação |
|-------------------------|----------------|-------------|------|------|-------|------------|
| Demanda | Potência | AL1 | AL2 | AL3 | AL4 | |
| Mínima | Ativa (MW) | 4,18 | 2,39 | 2,90 | 2,77 | 12,25 |
| | Reativa (MVar) | 0,91 | 0,26 | 0,40 | -0,24 | 1,34 |
| | Aparente (MVA) | 4,28 | 2,41 | 2,93 | 2,78 | 12,32 |
| Média | Ativa (MW) | 4,18 | 3,11 | 2,92 | 3,13 | 13,35 |
| | Reativa (MVar) | 0,93 | 0,75 | 0,43 | 0,02 | 2,12 |
| | Aparente (MVA) | 4,29 | 3,21 | 2,96 | 3,14 | 13,53 |
| Máxima | Ativa (MW) | 4,19 | 4,88 | 2,98 | 4,04 | 16,08 |
| | Reativa (MVar) | 0,95 | 1,98 | 0,48 | 0,71 | 4,11 |
| | Aparente (MVA) | 4,29 | 5,27 | 3,02 | 4,10 | 16,60 |

Por fim, a Figura 3.7 mostra o fator de potência na subestação, de natureza indutiva, e percebe-se que é praticamente constante, sofrendo uma leve queda durante o pico de carga. Todavia, os valores observados são seguros, pois estão distantes dos limites da faixa de operação adequada impostos pelo PRODIST (de 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo) [16].

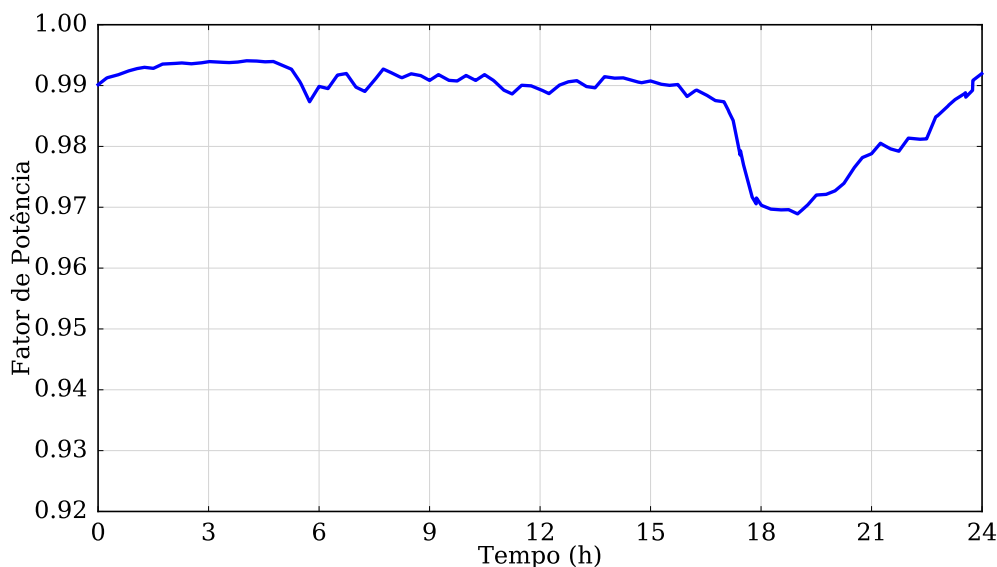


Figura 3.7. Fator de potência na subestação – Caso Sem FVs.

3.2 Fatores de Desempenho

A fim de avaliar o desempenho de diferentes métodos de controle de tensão, os quais são estudados no capítulo 4, Fatores de Desempenho são propostos e descritos nesta seção. Fundamentalmente, o objetivo é quantificar o comportamento do sistema de controle de tensão, tanto no que diz respeito à ocorrência de violações de tensão em regime permanente, quanto à degradação dos equipamentos do sistema de controle (i.e., reguladores de tensão e bancos de capacitores). Trata-se dos seguintes aspectos:

- **Quantidade de atuações dos reguladores de tensão:** refere-se a cada comutação de tape efetuada pelos reguladores do sistema. O regulador da subestação, *OLTC*, é trifásico e cada comutação afeta as três fases. Por sua vez, o regulador de linha, *RL*, composto por três autotransformadores monofásicos, é capaz de atuar por fase nos tapes de cada dispositivo. A atuação em cada fase, portanto, é contabilizada individualmente;
- **Quantidade de comutações dos bancos de capacitores:** corresponde à conexão ou à desconexão de cada unidade dos bancos de capacitores. Salienta-se que não há comutação quando bancos de capacitores operam no modo fixo;

- **Quantidade de UCs com violações dos limites normativos de tensão em regime permanente:** o perfil de tensão de todo o sistema de distribuição é analisado e fazem parte deste indicador as unidades consumidoras que experimentarem tensões fora da faixa de operação adequada, durante certo intervalo, conforme definido pelo Módulo 8 do PRODIST. De modo detalhado, tal procedimento estabelece os limites de magnitude de tensão e duração relativa considerando um período de monitoramento de 7 dias. Nesta dissertação, a mesma norma é aplicada em um período de 24 h, em que são realizadas simulações com resolução de 30 s, totalizando 2.880 instantes de tempo. As faixas de operação foram divididas entre a parcela de tensão máxima e aquela de tensão mínima, para viabilizar uma análise explícita dos fenômenos responsáveis pelas violações (i.e., pico de geração solar e pico de carga, respectivamente). Em resumo, a Tabela 3.5 e a Tabela 3.6 apresentam as faixas de magnitude de tensão e duração relativa consideradas inadequadas em redes de média e baixa tensão, respectivamente.

Tabela 3.5. Limites normativos de tensão em regime permanente segundo o PRODIST para unidades consumidoras de média tensão (extraído e adaptado de [16]).

| Faixa de Operação | Magnitude de Tensão (pu) | Duração Relativa (% do período avaliado) |
|---------------------------------|--------------------------|--|
| Faixa Crítica de Tensão Máxima | $V > 1,05$ | 0,5 |
| Faixa Precária de Tensão Mínima | $0,90 \leq V < 0,93$ | 3,0 |
| Faixa Crítica de Tensão Mínima | $V < 0,90$ | 0,5 |

Tabela 3.6. Limites normativos de tensão em regime permanente segundo o PRODIST para unidades consumidoras de baixa tensão (extraído e adaptado de [16]).

| Faixa de Operação | Magnitude de Tensão (pu) | Duração Relativa (% do período avaliado) |
|---------------------------------|--------------------------|--|
| Faixa Crítica de Tensão Máxima | $V > 1,06$ | 0,5 |
| Faixa Precária de Tensão Máxima | $1,05 < V \leq 1,06$ | 3,0 |
| Faixa Precária de Tensão Mínima | $0,87 \leq V < 0,92$ | 3,0 |
| Faixa Crítica de Tensão Mínima | $V < 0,87$ | 0,5 |

O estágio posterior na definição dos Fatores de Desempenho é associar um valor econômico⁵ a cada um dos quesitos estabelecidos (ocorrência de violações de tensão e degradação dos equipamentos de controle). Desta forma, torna-se possível avaliar seu efeito sobre o desempenho do sistema de controle através de comparações diretas (na mesma unidade de medida). Em suma, a estratégia executada é:

⁵ Ressalta-se que os valores aplicados (em R\$) são referentes ao ano de 2017 e serviram de base para a análise empreendida neste trabalho. No entanto, ao longo do tempo, a atualização monetária é necessária para adequar os resultados obtidos.

- Após consultar o mercado de equipamentos, determinou-se o preço dos reguladores de tensão do sistema: R\$ 120.000,00 para o *OLTC* e R\$ 30.000,00 para cada fase do *RL*. Segundo o manual de um fabricante de reguladores [46], é necessário que o mecanismo de operação seja verificado e os contatos sejam substituídos com 100.000 atuações. Logo, define-se o custo unitário mensal⁶ de cada comutação de tape dos reguladores de tensão. A equação (3.1) é referente ao *OLTC*, enquanto a equação (3.2) trata cada fase do *RL*.

$$C_{OLTC}^{mensal} = \frac{P_{OLTC}}{N_{comutações}} \cdot N_{dias} = \frac{R\$120.000,00}{100.000} \cdot 30 = R\$36,00 \quad (3.1)$$

$$C_{RL_{fase}}^{mensal} = \frac{P_{RL}}{N_{comutações}} \cdot N_{dias} = \frac{R\$30.000,00}{100.000} \cdot 30 = R\$9,00 \quad (3.2)$$

- Por sua vez, também com base em consultas ao mercado, determinou-se o preço médio dos bancos de capacitores: R\$ 25.000,00. Assumindo que a manutenção de um banco de capacitores deve ocorrer após o mesmo número de atuações que a de um regulador de tensão, o custo unitário mensal de comutar uma unidade dos bancos de capacitores vale:

$$C_{BC}^{mensal} = \frac{P_{BC}}{N_{comutações}} \cdot N_{dias} = \frac{R\$25.000,00}{100.000} \cdot 30 = R\$7,50 \quad (3.3)$$

- De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, as concessionárias devem compensar os consumidores que sofrerem com violações de tensão em regime permanente. Para uma dada UC, o valor da compensação devido, referente a um mês civil, é calculado pela expressão informada na equação (3.4), que depende dos seguintes indicadores:

- ❖ **DRP:** Duração Relativa da Transgressão da Tensão Precária, que consiste no período em que o perfil de tensão permanece na faixa precária de tensão (Tabela 3.5 para UCs de média tensão e Tabela 3.6 para UCs de baixa tensão). O cálculo da *DRP* é dado pela equação (3.5), em que N_{prec} corresponde ao número de instantes de tempo que a tensão está dentro da faixa precária;
- ❖ **DRC:** Duração Relativa da Transgressão da Tensão Crítica, que consiste no período em que o perfil de tensão permanece na faixa crítica de tensão (Tabela 3.5 para UCs de média tensão e Tabela 3.6 para UCs de baixa tensão). O cálculo da *DRC* é dado pela equação (3.6), em que N_{crit} corresponde ao número de instantes de tempo que a tensão está dentro da faixa crítica;
- ❖ **EUSD:** Encargo de Uso do Sistema de Distribuição, que consiste no valor, em reais, devido pelo uso do sistema e calculado pela equação (3.7), cujos parâmetros são:

⁶ O custo unitário é mensal para estar na mesma base da compensação de violações de tensão, tratada adiante.

- **TUSD:** Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, valor específico por concessionária, dado em R\$/kWh (ou R\$/MWh). No caso da CPFL Paulista, o TUSD atualmente vale 0,17548 R\$/kWh [47];
 - **E_{kWh} :** consiste na energia consumida pela unidade consumidora compensada. O valor atribuído a esse parâmetro foi 173 kWh, que corresponde a dois dados: (i) média anual do consumo residencial mensal médio da região sudeste em 2016 [48]⁷; (ii) mediana do consumo residencial médio das redes da CPFL.
- ❖ **Constantes⁸:** $DRP_{LIMITE} = 3,0\%$ e $DRC_{LIMITE} = 0,5\%$ (Tabela 3.5 e Tabela 3.6); $k_1 = 3$ e $k_2 = 5$ para UCs de média tensão e $k_2 = 7$ para UCs de baixa tensão.

$$C_{comp_{UC}}^{mensal} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (3.4)$$

$$DRP = \frac{N_{prec}}{2.880} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

$$DRC = \frac{N_{crit}}{2.880} \cdot 100\% \quad (3.6)$$

$$EUSD = TUSD \cdot E_{kWh} \quad (3.7)$$

Finalmente, visto que N_{OLTC} , $N_{RL_{fase}}$ e N_{BC} são as comutações dos respectivos equipamentos de controle de tensão e a compensação das violações de tensão é calculada por unidade consumidora, o custo total dos Fatores de Desempenho é dado pela equação (3.8).

$$C_{total} = C_{OLTC}^{mensal} \cdot N_{OLTC} + \sum_{fase} (C_{RL_{fase}}^{mensal} \cdot N_{RL_{fase}}) + \sum_{BC} C_{BC}^{mensal} \cdot N_{BC} + \sum_{UC} C_{comp_{UC}}^{mensal} \quad (3.8)$$

3.2.1 Aplicação no Caso Sem FVs

Uma vez definidos os Fatores de Desempenho, esta subseção se propõe a aplicá-los ao Caso Sem FVs, retratado na subseção 3.1.5. Nesse sentido, a Tabela 3.7 resume todos os indicadores. Primeiramente, apresenta-se a quantificação dos quesitos do desempenho do sistema de controle de tensão: atuações dos reguladores (*OLTC* e *RL*), comutações dos bancos de capacitores e número de UCs com violações de tensão (sobre e subtensão). Posteriormente,

⁷ O cálculo de E_{kWh} é mostrado no Apêndice B.

⁸ As constantes k_1 e k_2 são nulas caso a respectiva Duração Relativa da Transgressão da Tensão for inferior ao limite correspondente (i.e., $k_1 = 0$, se $DRP < DRP_{LIMITE}$ e $k_2 = 0$, se $DRC < DRC_{LIMITE}$).

são colocados os respectivos custos de operação dos equipamentos e das devidas compensações aos consumidores. Por fim, o custo total conclui os Fatores de Desempenho.

Observa-se que 86 UCs, todas de baixa tensão, sofreram com subtensões incorrendo em um custo de compensação para a concessionária de R\$ 405,36 em um mês. Ademais, não ocorreram sobretensões. Por sua vez, as 28 atuações dos reguladores custaram R\$ 333,00 em termos da vida útil dos equipamentos. Assim, atribui-se um custo total de R\$ 738,36 ao Caso Sem FVs.

Tabela 3.7. Fatores de Desempenho: Caso Sem FVs.

| Fator de Desempenho | Valor |
|---|---------------|
| Atuações do regulador da subestação (<i>OLTC</i>) | 3 |
| Atuações do regulador de linha (RL) | 25 |
| Comutações dos bancos de capacitores | 0 (modo fixo) |
| UCs com sobretensão | 0 |
| UCs com subtensão | 86 |
| Custo das Atuações dos Reguladores | R\$ 333,00 |
| Custo das Comutações dos Bancos de Capacitores | R\$ 0,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Máxima | R\$ 0,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Mínima | R\$ 405,36 |
| Custo Total | R\$ 738,36 |

3.3 Modelo dos Geradores Solares Fotovoltaicos

O modelo dos geradores solares fotovoltaicos (FVs) é constituído pelos seguintes quesitos: modelo do FV no cálculo de fluxo de carga; perfil diário de geração solar e nível de penetração, o qual foi determinado em um estudo probabilístico preliminar realizado no grupo de pesquisa. Tal estudo é baseado no chamado Método de Simulação de Monte Carlo, abordado na subseção 3.3.1.

Um modelo para o cálculo de fluxo de carga apropriado para representar geradores baseados em inversores de frequência, que é o caso dos geradores solares fotovoltaicos, é o modelo de potência constante (PQ) [49]. Uma das razões para isso é que, em geral, os inversores dos FVs são capazes de controlar a injeção de potência ativa e reativa de forma independente. Portanto, o modelo PQ é conectado entre duas fases para os geradores bifásicos, e entre uma fase e o neutro para os geradores monofásicos. Geradores trifásicos não são considerados neste trabalho. Tipicamente, os geradores solares fotovoltaicos residenciais operam com fator de potência unitário e medições disponíveis na literatura confirmam que a potência reativa injetada é, em geral, extremamente baixa [49]. Considera-se, portanto, que o fator de potência dos FVs é unitário.

Outro aspecto bastante relevante no modelo dos micro e minigeradores é a curva diária de geração em função da radiação solar. A Figura 3.8 exibe o perfil de geração utilizado nos estudos, proveniente de dados reais de uma central solar da CPFL Energia.

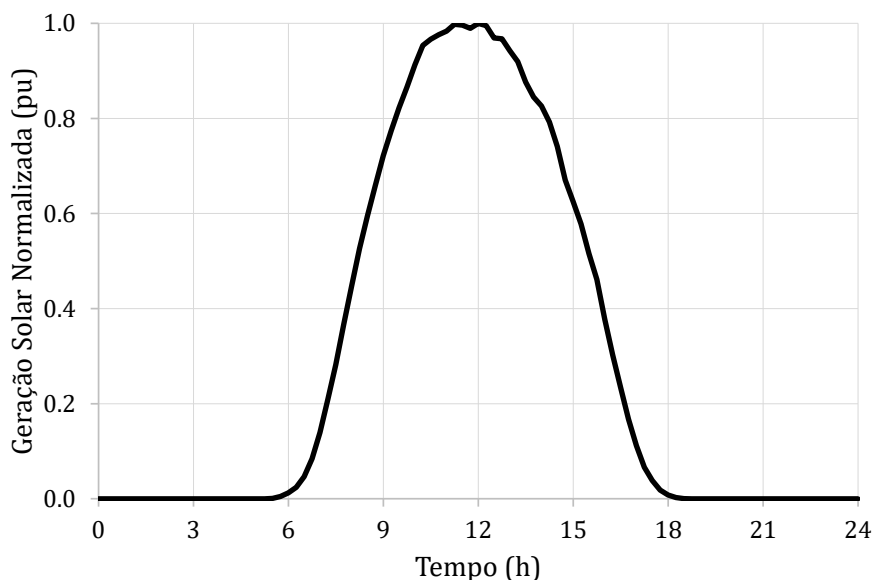


Figura 3.8. Curva normalizada de geração solar fotovoltaica em função da radiação solar.

Verifica-se que tais valores representam um dia limpo típico, com o máximo de radiação solar normalizado em 1,00 pu. A potência gerada em cada instante é obtida pelo produto dessa curva pela potência nominal do respectivo FV. A intenção de escolher um perfil de geração com essas propriedades é criar um cenário de geração com alto potencial de impacto sobre o sistema de controle de tensão, para que seu desempenho seja avaliado em uma situação de operação crítica. Todos os FVs conectados ao sistema operam sob a mesma curva de radiação solar.

Finalmente, completa-se o presente modelo pelo nível de penetração dos FVs. Tal nível depende de duas grandezas: a quantidade de geradores instalados e a respectiva potência nominal total, ambas por rede secundária. Por certo, são inseridos geradores solares fotovoltaicos em 20% das unidades consumidoras das redes secundárias com ao menos 5 UCs, em cada alimentador do sistema. Com a mesma intenção de produzir a situação de operação mais crítica, os FVs são alocados nas UCs mais distantes do transformador de distribuição. Em termos de geração, a potência nominal total dos FVs de cada rede secundária corresponde a 17,04% da potência nominal do respectivo transformador de distribuição, conforme detalhado na subseção 3.3.1. Então, a potência nominal de cada FV é o valor médio decorrente do nível de penetração considerado, sendo igual para todos os geradores de uma

mesma rede secundária. A Tabela 3.8 traz um resumo dos valores aplicados ao nível de penetração neste trabalho.

Tabela 3.8. Nível de penetração de geradores solares fotovoltaicos por rede secundária.

| Grandeza | Nível de Penetração | Distribuição dos FVs |
|---------------------------|--|---|
| Percentual de UCs com FVs | <u>20%</u> das UCs de cada rede secundária com ao menos 5 UCs | Nas UCs mais distantes do transformador de distribuição |
| Potência nominal total | <u>17,04%</u> da potência nominal do transformador de distribuição | Valor médio (igual para FVs de uma mesma rede) |

Considerando o nível de penetração estabelecido na Tabela 3.8, o sistema de distribuição recebeu um total de 1.370 geradores solares fotovoltaicos distribuídos em 144 redes secundárias, totalizando 1.619,2 kW de potência nominal. Isto corresponde a 20,6% de todas as unidades consumidoras e 12,1% da demanda média do sistema. A Tabela 3.9 detalha tais valores entre os alimentadores do circuito. Salienta-se que o circuito AL1 não recebeu nenhum FV por não alimentar nenhuma rede secundária (Tabela 3.1).

Tabela 3.9. Dados dos geradores solares fotovoltaicos alocados no sistema de distribuição estudado.

| Dado | AL2 | AL3 | AL4 | Subestação |
|--|-----------------|--------------|---------------|-----------------|
| Redes Secundárias com FVs ⁹ | 92 (90,2%) | 3 (75,0%) | 49 (96,1%) | 144 (91,7%) |
| Total de FVs ¹⁰ | 834 (20,7%) | 22 (18,6%) | 514 (20,8%) | 1.370 (20,6%) |
| Potência Média do FVs (kW) | 1,27 | 1,51 | 1,03 | 1,18 |
| Potência Total (kW) ¹¹ | 1.055,6 (34,0%) | 33,2 (0,01%) | 530,4 (16,9%) | 1.619,2 (12,1%) |

A Figura 3.9 apresenta a distribuição dos geradores solares fotovoltaicos por faixas de potência nominal. Ressalta-se que o valor sobre cada faixa corresponde à soma da potência nominal de todos os respectivos FVs. Nota-se que cerca de 90% dos geradores possuem potência nominal inferior a 1,5 kW. Em complemento ao gráfico, a máxima potência nominal atribuída foi de 12,8 kW, a menor foi de 0,3 kW e a mais frequente foi 0,9 kW.

Vale destacar que tal nível de penetração está presente nas redes secundárias ao longo de todos os estudos apresentados no capítulo 4. Além disso, na seção 4.5, são acrescentados minigeradores solares fotovoltaicos, ou seja, em UCs de média tensão, conforme nível de penetração descrito na respectiva seção.

⁹ O valor percentual refere-se ao total de redes secundárias de cada alimentador, conforme a Tabela 3.1.

¹⁰ O valor percentual refere-se ao total de unidades consumidoras de cada alimentador, conforme a Tabela 3.1.

¹¹ O valor percentual refere-se à demanda média de potência ativa, conforme a Tabela 3.4.

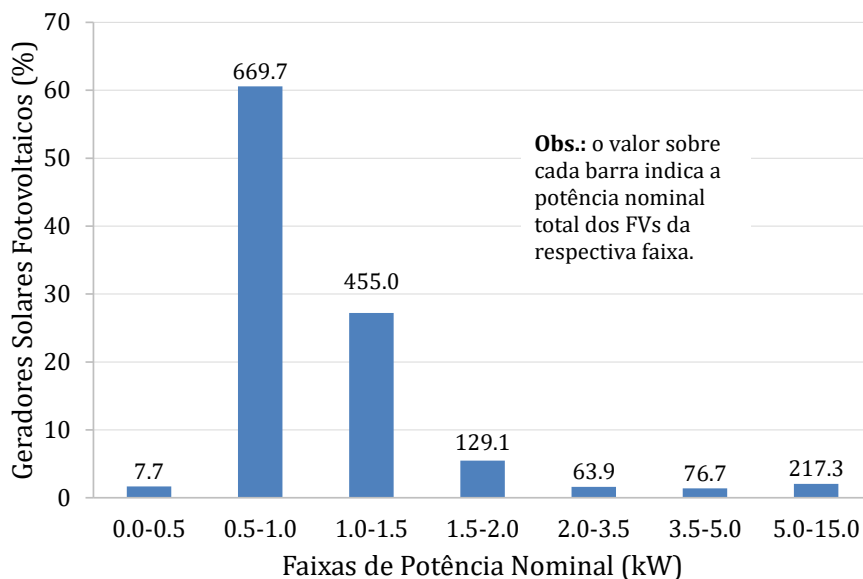


Figura 3.9. Percentual de geradores solares fotovoltaicos por faixas de potência nominal.

3.3.1 Nível de Penetração de Geração Solar Fotovoltaica

O impacto que a microgeração solar fotovoltaica causa em redes de distribuição é qualitativamente descrito na seção 2.1. No entanto, para uma caracterização mais concreta e aprofundada, é relevante determinar quantitativamente o nível máximo de penetração de microgeração distribuída que um conjunto real de redes secundárias permite acomodar sem que ocorram violações de critérios técnicos de operação. Sob essa perspectiva, o Método de Simulação de Monte Carlo, proposto e aplicado em [50], assume como variáveis aleatórias a localização e a potência nominal dos FVs para atingir o referido objetivo. Assim, mediante a aplicação de tal método em 50.000 redes secundárias reais, determinou-se o limite de geração que tais redes acomodam sem que ocorram violações de quatro critérios técnicos de operação (i.e., magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento dos condutores e carregamento do transformador de distribuição). A fim de estabelecer o nível de penetração aplicado nesta dissertação, tal estudo foi repetido. De fato, o método proposto foi alterado com base na Revisão 8 do Módulo 8 do PRODIST, que definiu o limite de desequilíbrio de tensão em redes secundárias em 3,0% [16] (ao invés de 2,0%, utilizado em [50]).

O critério técnico de operação mais restritivo, ou seja, aquele cuja violação ocorre primeiro com o aumento da geração solar fotovoltaica é exibido na Figura 3.10. Em conformidade com a análise teórica desenvolvida anteriormente, esse resultado confirma que a elevação do perfil de tensão em regime permanente é o principal impacto técnico

provocado pela microgeração distribuída, pois mais de 60% das 50.000 redes estudadas sofreram violações na magnitude de tensão antes dos outros critérios técnicos considerados.

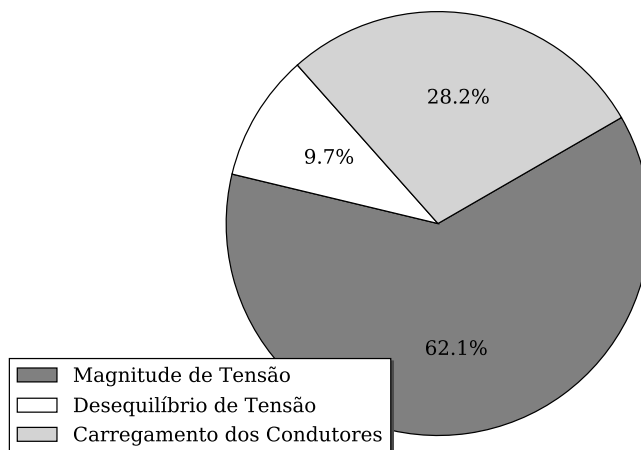


Figura 3.10. Critério técnico de operação mais restritivo ao aumento da geração solar fotovoltaica (determinado em estudo probabilístico preliminar baseado em [50]).

Já a Figura 3.11 mostra o percentual de redes secundárias sem violações dos critérios técnicos de operação para diferentes níveis de penetração de geração solar. De fato, esse gráfico é baseado no conceito de percentil. Toma-se como exemplo, o percentil 90%. Esse valor refere-se ao nível de geração solar que não causaria violações de critérios técnicos em 90% das redes. Visto de outro modo, caso a geração solar atinja 16,88% em alguma das 50.000 redes analisadas, há 10% de risco de que ocorram violações dos limites normativos utilizados no estudo. Esse resultado permite determinar quantitativamente o nível de geração que produz impactos no perfil de tensão com certo grau de certeza.

Com base no conceito de percentil, tal resultado pode ser explorado de outra forma. A partir das informações constantes no banco de dados da concessionária, é possível agrupar as redes secundárias segundo sua localização, por exemplo, a cidade, a subestação ou mesmo o alimentador em que estão conectadas. Nessa lógica, foram determinados os limites de geração agregados de certas regiões de interesse, indicados na Tabela 3.10. Observa-se que, tanto a cidade, quanto a subestação apresentam um limite de geração solar fotovoltaica de 17,04%, determinado a partir do percentil 90%. Tal valor, portanto, foi estabelecido como nível de penetração dos FVs nos estudos desta dissertação.

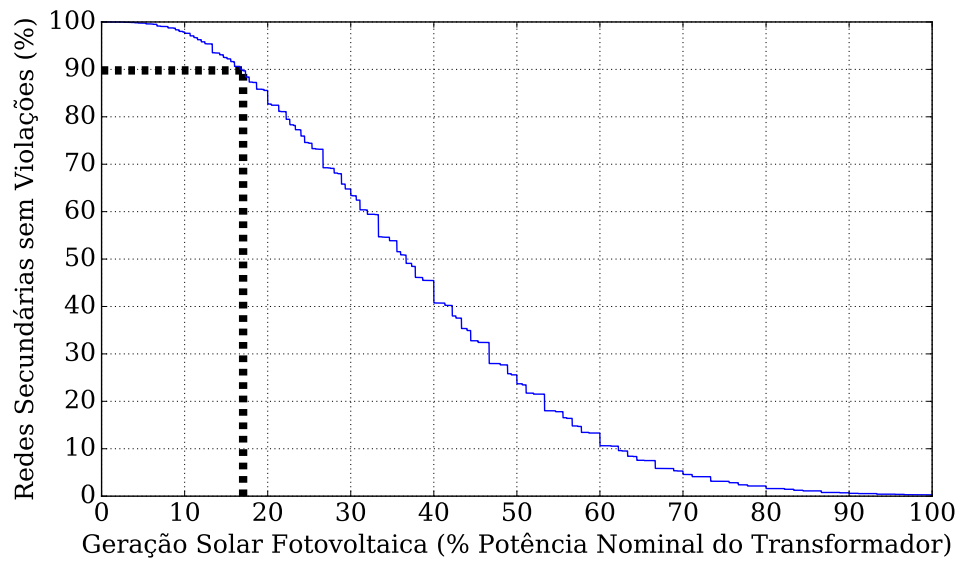


Figura 3.11. Percentual de redes secundárias sem violações dos critérios técnicos de operação para diferentes níveis de penetração de geração solar fotovoltaica (determinado em estudo probabilístico preliminar baseado em [50]).

Tabela 3.10. Limites agregados de geração solar fotovoltaica (determinados em estudo probabilístico preliminar baseado em [50]).

| Agregação | Limite de Geração Solar (Percentil 90 %) |
|-----------------|--|
| Geral | 16,88% |
| Cidade | 17,04% |
| Subestação | 17,04% |
| Alimentador AL2 | 16,00% |
| Alimentador AL4 | 17,33% |

4 ANÁLISE DE METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O principal objetivo deste capítulo é apresentar os resultados e conclusões da análise de métodos de controle de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de micro e minigeração distribuída. Os estudos foram realizados no sistema de distribuição descrito na seção 3.1. Por meio dos Fatores de Desempenho (definidos na seção 3.2), avalia-se o comportamento de diferentes configurações do sistema de controle de tensão em um período de 24 h (1 dia), através de um fluxo de carga série temporal (resolução de 30 s) para as mesmas curvas diárias de demanda de carga (subseção 3.1.4) e de geração solar fotovoltaica (seção 3.3). A seção 4.1 aborda o chamado Caso de Referência, cujos reguladores de tensão têm seus parâmetros ajustados de acordo com as práticas aplicadas em uma boa parcela das redes de distribuição da CPFL Paulista. Tais práticas foram definidas com base nos dados reais fornecidos e em informações de engenheiros da concessionária. No entanto, os bancos de capacitores foram inicialmente considerados fixos em sua potência reativa nominal, com o intuito de determinar apenas o efeito da atuação dos reguladores de tensão. Os resultados do Caso de Referência são o ponto de partida para a comparação com os Estudos de Sensibilidade, discutidos nas subseções de 4.2. Por certo, a subseção 4.2.6 apresenta as considerações decorrentes da análise desse primeiro conjunto de casos, correspondente ao método de controle clássico.

O segundo conjunto de casos estudados está presente na seção 4.3. Trata-se da aplicação do método de controle *LDC* (em inglês, *Line Drop Compensation*) no regulador de tensão da subestação. Basicamente, são utilizados dois métodos de cálculo dos parâmetros R e X do regulador com *LDC* em diferentes combinações de centros de carga e ajuste da tensão de referência do regulador em questão. Similarmente, as considerações relacionadas a essa estratégia são indicadas na subseção 4.3.3.

Por sua vez, na seção 4.4, os bancos de capacitores são controlados para explorar o recurso proveniente de seu chaveamento. Nesse contexto, os casos simulados foram escolhidos dentre os conjuntos citados anteriormente. Ademais, o impacto da conexão de minigeração no sistema de distribuição é estudado na seção 4.5. De forma análoga, os casos simulados com minigeração também são oriundos das recomendações dos três conjuntos avaliados ao longo do estudo. Finalmente, a seção 4.6 traz as conclusões de toda a análise.

Em suma, as três metodologias de controle de tensão avaliadas neste trabalho são assim detalhadas (a Tabela 4.1 resume tal descrição):

1. **Controle clássico:** o primeiro método consiste na operação dos reguladores controlando a tensão da barra de conexão e dos bancos de capacitores fixos em sua potência reativa nominal;
2. **Controle LDC:** o segundo método consiste na operação do regulador da subestação controlando a tensão de uma barra remota através de *LDC*, do regulador de linha controlando a tensão de sua barra de conexão e dos bancos de capacitores fixos em sua potência reativa nominal;
3. **Chaveamento dos bancos de capacitores:** o terceiro método consiste na operação dos reguladores conforme o controle clássico, mas com os bancos de capacitores chaveáveis.

Tabela 4.1. Configuração do sistema de controle de tensão em cada metodologia de controle analisada.

| Metodologia de Controle de Tensão | Regulador da Subestação (<i>OTLC</i>) | Regulador de Linha (<i>RL</i>) | Bancos de Capacitores |
|---------------------------------------|---|----------------------------------|-----------------------|
| Controle Clássico | Barra de conexão | Barra de conexão | Fixos |
| Controle <i>LDC</i> | Barra remota | Barra de conexão | Fixos |
| Chaveamento dos Bancos de Capacitores | Barra de conexão | Barra de conexão | Chaveáveis |

4.1 Caso de Referência

O sistema de controle de tensão no Caso de Referência é configurado com os seguintes ajustes de parâmetros:

- **Reguladores de tensão:**
 - ❖ **Tensão de referência:** 1,035 pu para ambos os reguladores (*OLTC* na subestação e regulador de linha *RL* no alimentador AL4);
 - ❖ **Largura de banda:** 0,02 pu ($\pm 0,01$ pu), também para ambos;
 - ❖ **Temporização (prioridade de atuação):** $Delay_{OLTC} = 60$ s e $Delay_{RL} = 90$ s.

- **Bancos de capacitores:** fixos em sua potência reativa nominal;

Os geradores solares fotovoltaicos, por sua vez, são caracterizados por:

- **Nível de penetração dos FVs:** 17,04% da potência nominal do transformador de distribuição de redes secundárias com ao menos 5 UCs em 20% de seus consumidores;
- **Fator de potência dos FVs:** 1,00 (unitário).

A Figura 4.1 e a Figura 4.2 apresentam o perfil de tensão de todas as barras do sistema nos instantes de maior e menor magnitude de tensão, 10h29min30s e 18h29min30s, respectivamente. Tais instantes são tomados como referência ao longo dos estudos empreendidos neste trabalho. Nas figuras, exibe-se tanto a rede primária quanto a rede secundária do circuito completo, composto pelos quatro alimentadores detalhados na subseção 3.1.1. Salienta-se ainda que apenas um dos alimentadores possui comprimento superior a 6 km, sendo justamente o AL4, no qual está conectado o regulador de linha RL.

Verifica-se na Figura 4.1 que, embora a elevação da magnitude da tensão devido à presença de geração solar fotovoltaica seja um fenômeno generalizado no circuito, existem apenas alguns pontos isolados em que efetivamente ocorrem sobretensões. Os exemplos mais notáveis, devido à magnitude da tensão estar acima de 1,10 pu, são as violações na fase B no alimentador AL2 (mais próximas à subestação, cerca de 2 km de distância) e aquelas nas fases B e C no alimentador AL4 (mais distantes da subestação, abaixo de RL, entre 8,5 e 10,5 km). Analogamente, a Figura 4.2 mostra que os casos de subtensão, além de serem mais distribuídos, acontecem todos antes do regulador de linha, no alimentador AL2, no qual está concentrado o carregamento máximo do sistema. Ressalta-se também que todas as violações de tensão ocorrem em redes secundárias, o que sugere que o impacto causado pela microgeração solar fotovoltaica no perfil de tensão das redes de distribuição é localizado.

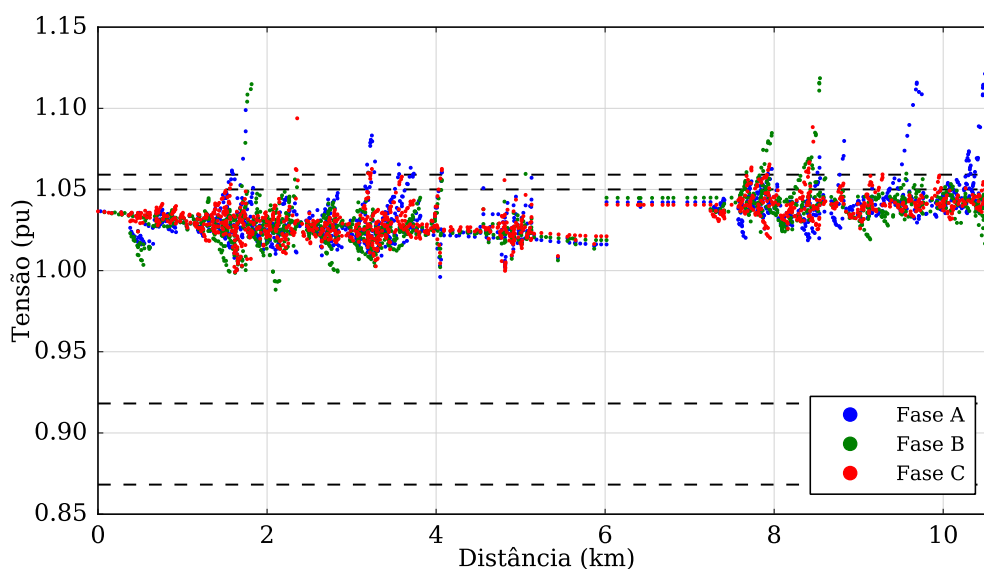


Figura 4.1. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão (10h29min30s)
– Caso de Referência.

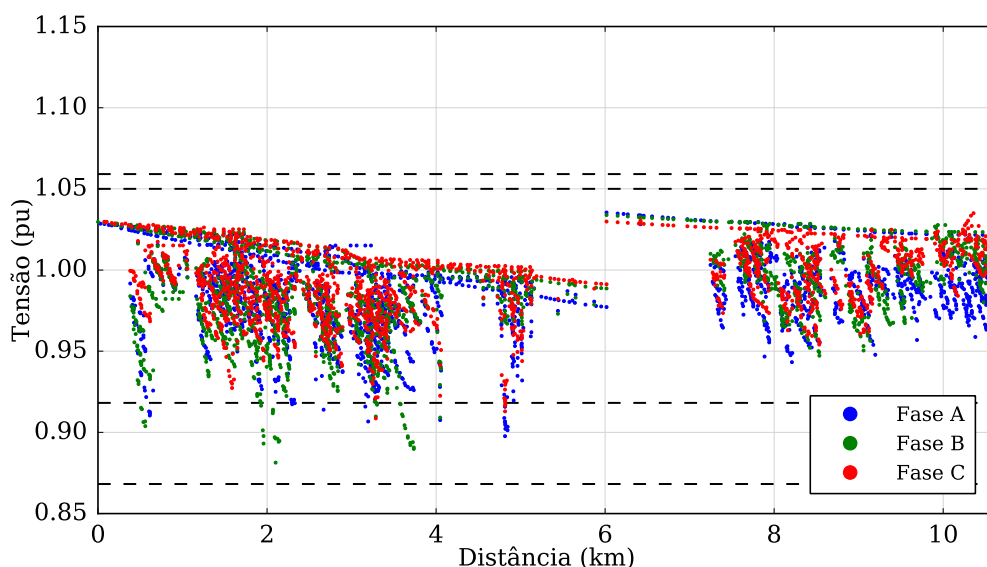


Figura 4.2. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão (18h29min30s) – Caso de Referência.

A Figura 4.3 mostra o perfil de atuação dos reguladores de tensão ao longo do período de simulação. Nota-se que a maior parte das comutações ocorre entre 18h e 24h, próximo ao pico de carga. No início da noite, os reguladores sobem a posição de seus tapes para elevar a tensão de operação, a fim de conter a queda provocada pelo alto carregamento da rede. Depois, quando o pico de carga termina em torno de 21h, os reguladores abaixam os tapes para retornar a valores semelhantes aos anteriores ao pico.

Visto de outro modo, os reguladores de tensão praticamente não alteram a posição de tapes frente à presença massiva de microgeradores, confirmando que o impacto da geração solar fotovoltaica é localizado nas redes de baixa tensão. Em certa medida, ainda que a potência proveniente dos geradores produza reversão de fluxo no transformador de distribuição, e assim haja injeção de potência na rede de média tensão, as impedâncias envolvidas (do próprio transformador e das linhas da rede primária) são suficientemente elevadas para impedir que a magnitude da tensão do ponto de regulação (barra do regulador) sofra qualquer variação que provoque comutações adicionais.

Isso é notado pela posição constante do tape do *OLTC* e pelas poucas atuações do regulador de linha. De fato, ao comparar o perfil de atuação dos reguladores de tensão do Caso de Referência (Figura 4.3) com aquele do Caso Sem FVs (Figura 3.4), percebe-se que apenas a fase A do RL foi afetada pelos geradores solares. No Caso de Referência, por volta de 9h, o tape do regulador de linha da fase A passa para uma posição inferior à anterior

(de 5 para 4). Essa nova condição de operação, de ambos os reguladores, persistiu até a chegada do pico de carga, em torno de 18h. A partir desse instante, o perfil de atuação dos reguladores varia segundo o comportamento descrito previamente.

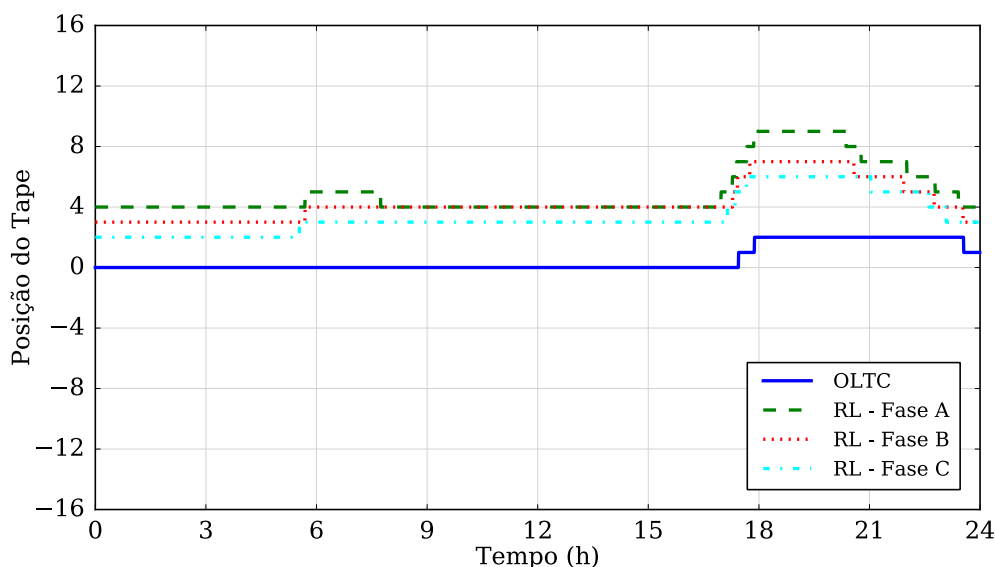


Figura 4.3. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso de Referência.

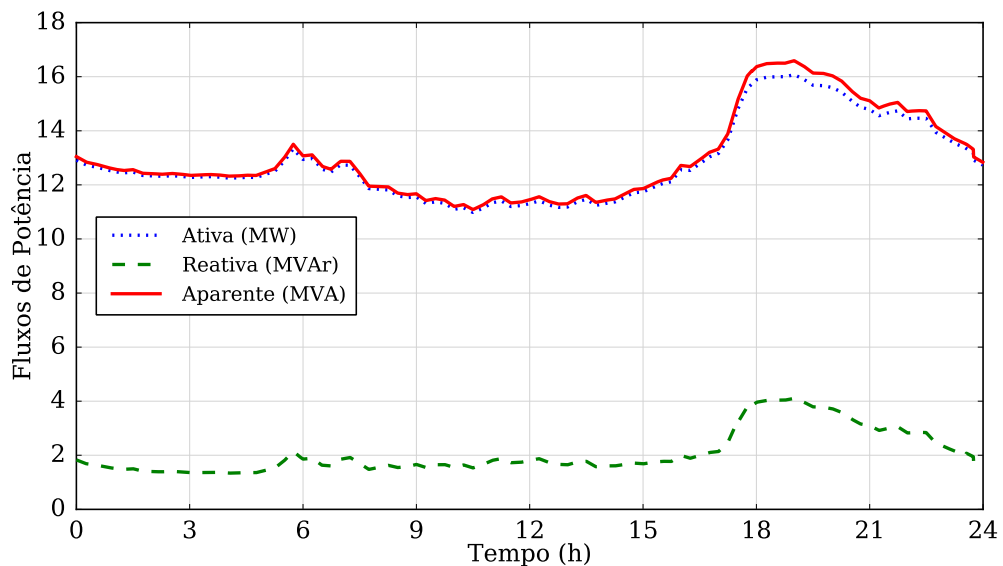
A Tabela 4.2 resume os Fatores de Desempenho que caracterizam o Caso de Referência. Os Fatores de Desempenho do Caso Sem FVs são repetidos, a fim de facilitar a comparação. Consta-se que há tanto sobretensões quanto subtensões no perfil de tensão obtido. As subtensões estão presentes no alimentador AL2, por ser o mais carregado no Caso de Referência, todavia, representam apenas 4,5% do custo com compensações por violações de tensão, à medida que as sobretensões tomam os outros 95,5%, dividindo-se entre os alimentadores AL4 (principalmente) e AL2. Ao comparar o Caso de Referência com o Caso Sem FVs, conclui-se que a presença da microgeração provocou um grande número de violações de tensão máxima, introduzindo um custo de compensação que não existia, enquanto a quantidade de unidades consumidoras (UCs) enfrentando violações de tensão mínima é praticamente a mesma que a anterior.

Ressalta-se que o custo total é referente a um período de 1 mês (30 dias), considerando que em todos os dias o desempenho do sistema de controle de tensão é igual a estes resultados. Nota-se também que o perfil de tensão de todas as unidades consumidoras de média tensão permaneceu dentro da faixa adequada determinada pelo PRODIST (Tabela 3.6).

Tabela 4.2. Fatores de Desempenho: Comparação entre o Caso de Referência e o Caso Sem FVs.

| Fator de Desempenho | Caso de Referência | Caso Sem FVs |
|---|--------------------|--------------|
| Atuações do regulador da subestação (<i>OLTC</i>) | 3 | 3 |
| Atuações do regulador de linha (RL) | 27 | 25 |
| UCs com sobretensão | 390 | 0 |
| UCs com subtensão | 85 | 86 |
| Custo das Atuações dos Reguladores | R\$ 351,00 | R\$ 333,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Máxima | R\$ 8.645,57 | R\$ 0,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Mínima | R\$ 402,97 | R\$ 405,36 |
| Custo Total | R\$ 9.399,54 | R\$ 738,36 |

Por fim, a Figura 4.4 apresenta os fluxos de potência na subestação, enquanto a Figura 4.5 mostra o fator de potência correspondente, ambos ao longo do tempo. Uma vez que os bancos de capacitores são fixos e os geradores solares fotovoltaicos operam com fator de potência unitário, a demanda de potência reativa do sistema (cargas e linhas) suprida pela subestação continua relativamente pequena, levando a um consumo de reativos entre 2 e 4 MVar. Isso faz com que o sistema opere com um fator de potência alto (entre 0,97 indutivo e 1,00) e nem se aproxime do fator de potência mínimo de 0,92 (indutivo) previsto pelo PRODIST [16]. Durante o pico de geração solar, há uma pequena redução no fator de potência, cujos valores mais baixos acontecem em torno do pico de carga.

**Figura 4.4. Fluxos de potência na subestação – Caso de Referência.**

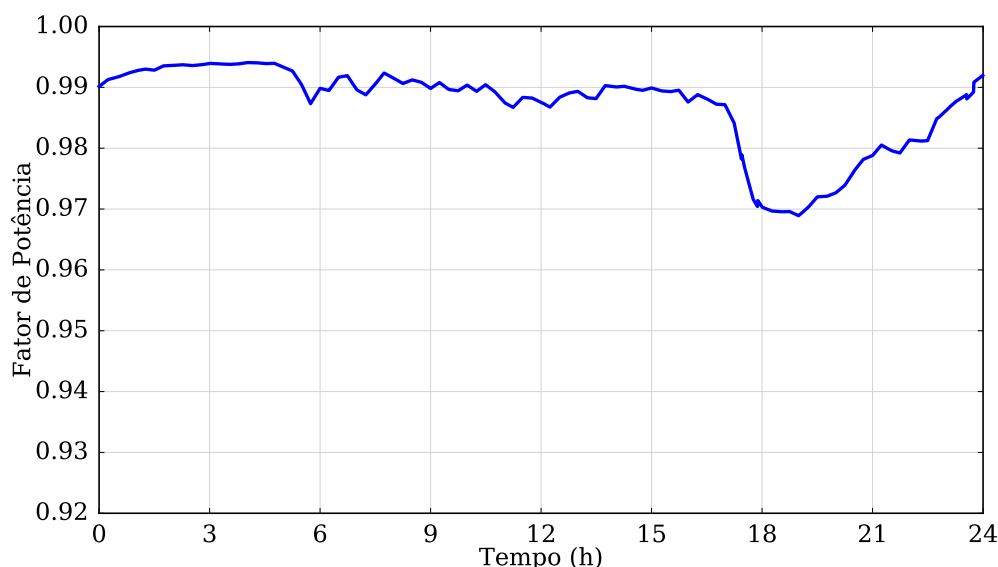


Figura 4.5. Fator de potência na subestação – Caso de Referência.

4.2 Estudos de Sensibilidade

Nesta seção, são apresentados os quatro Estudos de Sensibilidade realizados. A partir do Caso de Referência (mostrado na seção anterior), o desempenho do sistema de controle de tensão é avaliado, em cada estudo, com a alteração de um parâmetro relacionado à regulação de tensão. Primeiramente, os Fatores de Desempenho, definidos na seção 3.2, servem como base da análise, com as devidas comparações. Além disso, quando pertinente, o perfil de tensão e o perfil de atuação dos reguladores de tensão complementam a análise, ilustrando os efeitos mais característicos em casos representativos de cada estudo.

Do ponto de vista de nomenclatura, cada caso dos Estudos de Sensibilidade é identificado pelo parâmetro sob análise, seguido de alguma informação sobre o caso, seja diretamente o ajuste escolhido para os respectivos parâmetros, seja algum nome explicativo. Ademais, no início de cada subseção, há uma descrição dos casos considerados, com a indicação dos parâmetros envolvidos, bem como dos ajustes escolhidos em cada cenário. Ex.: Vreg-1,035-1,035 → Tensão de Referência - Ajuste do OLTC (pu) - Ajuste do RL (pu).

4.2.1 Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão

Este primeiro Estudo de Sensibilidade consiste em alterar o ajuste da tensão de referência dos reguladores de tensão (parâmetro *Vreg* no *OpenDSS*) de cinco modos distintos. A Tabela 4.3 mostra os valores aplicados em cada caso para cada regulador de tensão.

Por sua vez, a Tabela 4.4 apresenta o número de atuações dos reguladores e o número de unidades consumidoras com violações de tensão, enquanto a Tabela 4.5 mostra os respectivos custos envolvidos em cada cenário, com destaque para o menor custo total.

Tabela 4.3. Ajustes do Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.

| Caso | Ajuste do <i>OLTC</i> (pu) | Ajuste do RL (pu) |
|------------------|----------------------------|-------------------|
| Vreg-1,035-1,020 | 1,035 | 1,020 |
| Vreg-1,020-1,020 | 1,020 | 1,020 |
| Vreg-1,020-1,000 | 1,020 | 1,000 |
| Vreg-1,000-1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Vreg-1,000-0,980 | 1,000 | 0,980 |

Tabela 4.4. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do RL | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|--|-------------------------|----------------|---------------------|-------------------|
| Vreg-1,035-1,035 (Caso de Referência) | 3 | 27 | 390 | 85 |
| Vreg-1,035-1,020 | 3 | 26 | 151 | 85 |
| Vreg-1,020-1,020 | 4 | 31 | 94 | 233 |
| Vreg-1,020-1,000 | 4 | 31 | 57 | 269 |
| Vreg-1,000-1,000 | 2 | 35 | 43 | 1.018 |
| Vreg-1,000-0,980 | 2 | 34 | 24 | 1.432 |

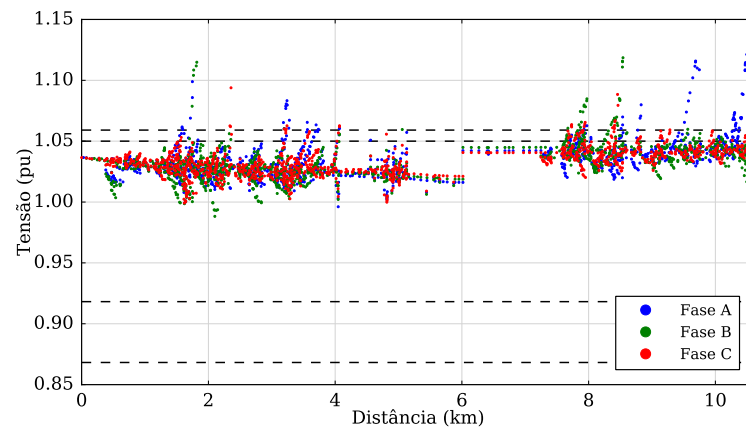
Tabela 4.5. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|--|--------------------------------|--|--|--------------------|
| Vreg-1,035-1,035 (Caso de Referência) | 351,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| Vreg-1,035-1,020 | 342,00 | 4.830,76 | 404,74 | 5.577,50 (-40,66%) |
| Vreg-1,020-1,020 | 423,00 | 3.348,46 | 1.304,39 | 5.075,85 (-46,00%) |
| Vreg-1,020-1,000 | 423,00 | 2.013,52 | 1.409,23 | 3.845,75 (-59,09%) |
| Vreg-1,000-1,000 | 387,00 | 1.407,09 | 6.991,25 | 8.785,34 (-6,53%) |
| Vreg-1,000-0,980 | 378,00 | 410,66 | 9.110,87 | 9.899,53 (+5,32%) |

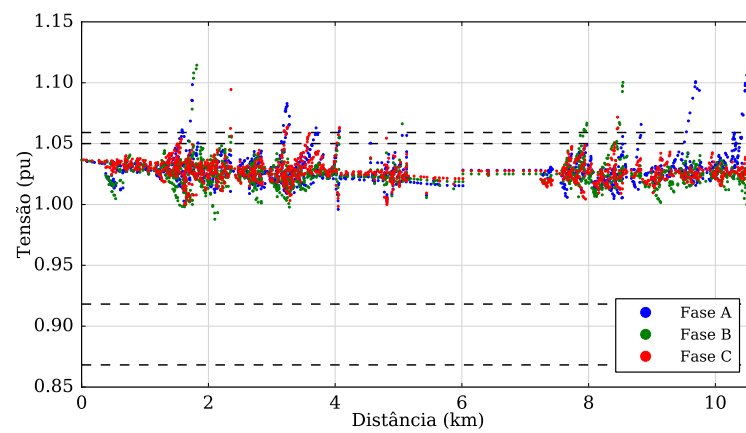
Em relação ao Caso de Referência, a redução da tensão de referência apenas do regulador de linha RL, de 1,035 pu para 1,020 pu (caso Vreg-1,035-1,020), é a única solução simulada em que houve diminuição das violações por sobretensão sem implicar em aumento das violações por subtensão. De fato, a região abaixo de RL passou a operar com um perfil de tensão mais baixo, de modo a limitar as sobretensões durante o pico de geração solar fotovoltaica, porém num patamar superior aos limites de tensão mínima, não provocando subtensões adicionais no pico de carga. Primeiramente, esse fenômeno é ilustrado na Figura 4.6(b), onde se observa a limitação das sobretensões no instante de maior magnitude de tensão, pois o perfil é mais baixo que no Caso de Referência (Figura 4.6(a)). Já na Figura 4.7(b), nota-se que não ocorrem violações de tensão mínima na região abaixo de RL, assim como não havia anteriormente (Figura 4.7(a)). Contudo, o custo total ainda pôde ser reduzido por outros ajustes da tensão de referência dos reguladores.

O melhor desempenho foi alcançado no caso Vreg-1,020-1,000 (conforme destacado na Tabela 4.5). Nesse cenário, as compensações das violações por tensão máxima e mínima são próximas, ou seja, ocorre um relativo equilíbrio entre a ocorrência de sobre e subtensões. O custo total do melhor caso deste Estudo de Sensibilidade é 59,09% menor que o valor obtido no Caso de Referência. Nota-se, na Figura 4.6(c), que o perfil de tensão ao longo de todo o circuito é mais baixo que nos outros casos, limitando ainda mais as sobretensões provocadas pela microgeração. Em contrapartida, a Figura 4.7(c) ilustra o aumento dos casos de subtensão, que ocorrem durante o pico de carga, também de modo generalizado na rede.

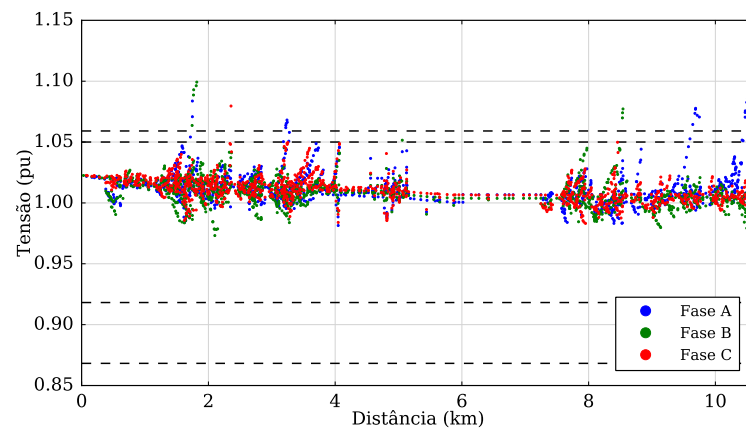
Finalmente, ajustes da tensão de referência muito reduzidos, como nos casos Vreg-1,000-1,000 e Vreg-1,000-0,980, são capazes de diminuir consideravelmente a ocorrência de violações da tensão máxima, mas em detrimento de um aumento equivalente de violações da tensão mínima. Logo, o custo total dessas soluções é da mesma ordem de grandeza do custo total do Caso de Referência.



(a) Caso Vreg-1,035-1,035 (Caso de Referência).

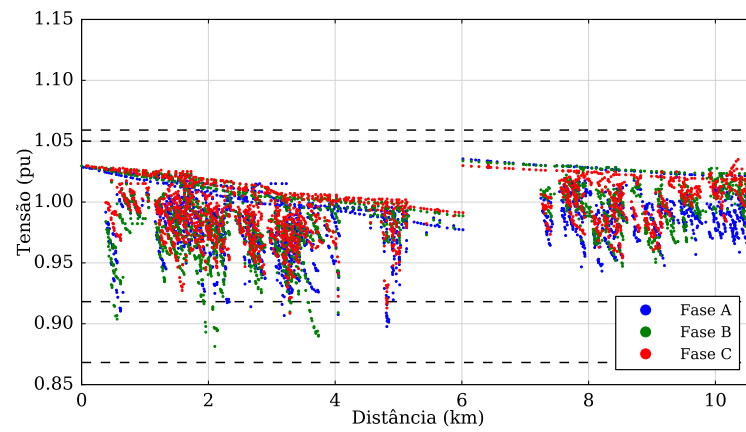


(b) Caso Vreg-1,035-1,020.

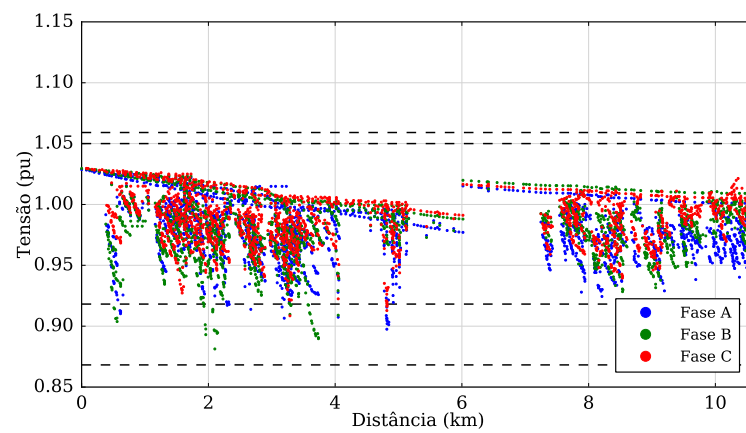


(a) Caso Vreg-1,020-1,000.

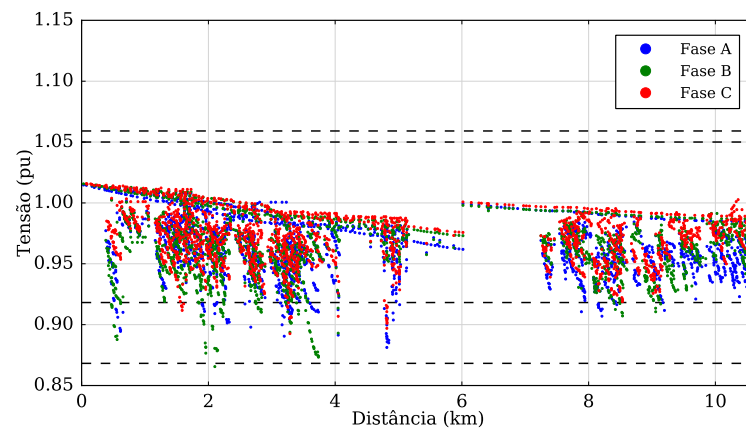
**Figura 4.6. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão –
Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.**



(a) Caso Vreg-1,035-1,035 (Caso de Referência).



(b) Caso Vreg-1,035-1,020.



(c) Caso Vreg-1,020-1,000.

**Figura 4.7. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão –
Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão.**

A partir das conclusões da análise empreendida até então, é possível vislumbrar meios de aprimorar o desempenho atingido neste primeiro Estudo de Sensibilidade. Com esse objetivo, duas alternativas são consideradas, conforme a seguinte descrição:

- Ao operar os reguladores com um ajuste de tensão de referência que produz poucas violações por subtensão, como ocorre no caso Vreg-1,035-1,020, as violações de tensão máxima podem ser limitadas se for possível diminuir tal ajuste apenas durante um intervalo em torno do horário de pico da geração solar fotovoltaica. Essa estratégia é estudada na subseção 4.2.3;
- Quando o ajuste da tensão de referência dos reguladores produz equilíbrio entre as violações por tensão máxima e mínima (caso Vreg-1,020-1,000), é viável explorar o chaveamento dos bancos de capacitores a fim de diminuir os custos tanto durante o pico de carga, elevando o perfil de tensão com a inserção de capacitores, quanto no pico de geração solar, retirando fluxos de potência reativa da rede para reduzir a magnitude de tensão do sistema. Essa segunda estratégia é avaliada na subseção 4.4.2.

4.2.2 Largura de Banda dos Reguladores de Tensão

O segundo Estudo de Sensibilidade consiste em ajustar a largura de banda dos reguladores de tensão (parâmetro *band* no *OpenDSS*). Isto foi realizado de oito modos distintos, mostrados na Tabela 4.6. A partir de três possíveis ajustes de largura de banda para cada regulador, nove combinações foram produzidas, sendo uma delas referente aos valores aplicados no Caso de Referência. Quanto à nomenclatura, como no Estudo de Sensibilidade anterior, o nome de cada caso começa com o parâmetro sob análise e segue com os ajustes escolhidos para o *OLTC* e para o *RL*, respectivamente.

Tabela 4.6. Parâmetros dos casos simulados no Estudo de Sensibilidade: Largura de Banda dos Reguladores de Tensão.

| Combinações dos Ajustes de Largura de Banda | | Ajuste do RL (pu) | | |
|---|-------|-------------------------------|-------|-------|
| Ajuste do <i>OLTC</i> (pu) | 0,020 | 0,020 (Caso de Referência) | 0,025 | 0,015 |
| | 0,025 | 0,020 | 0,025 | 0,015 |
| | 0,015 | 0,020 | 0,025 | 0,015 |

A Tabela 4.7 e a Tabela 4.8 trazem os Fatores de Desempenho obtidos neste Estudo de Sensibilidade envolvendo a largura de banda dos reguladores. A quantidade de atuações dos reguladores e o número de unidades consumidoras com violações de tensão são exibidos na Tabela 4.7, enquanto os respectivos custos de cada cenário estão na Tabela 4.8, novamente com destaque para o menor custo total (dois casos equivalentes).

Tabela 4.7. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Largura de Banda dos Reguladores de Tensão.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do RL | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|--|-------------------------|----------------|---------------------|-------------------|
| band-0,015-0,015 | 3 | 30 | 298 | 84 |
| band-0,015-0,020 | 3 | 22 | 385 | 84 |
| band-0,015-0,025 | 3 | 20 | 301 | 84 |
| band-0,020-0,015 | 3 | 32 | 287 | 85 |
| band-0,020-0,020 (Caso de Referência) | 3 | 27 | 390 | 85 |
| band-0,020-0,025 | 3 | 20 | 301 | 85 |
| band-0,025-0,015 | 1 | 36 | 298 | 136 |
| band-0,025-0,020 | 1 | 30 | 385 | 136 |
| band-0,025-0,025 | 1 | 26 | 301 | 136 |

Tabela 4.8. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Largura de Banda dos Reguladores de Tensão.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|--|--------------------------------|--|--|--------------------|
| band-0,015-0,015 | 378,00 | 7.676,14 | 384,26 | 8.438,40 (-10,23%) |
| band-0,015-0,020 | 306,00 | 8.592,63 | 385,34 | 9.283,97 (-1,23%) |
| band-0,015-0,025 | 288,00 | 7.679,88 | 385,24 | 8.353,13 (-11,13%) |
| band-0,020-0,015 | 396,00 | 7.689,51 | 402,24 | 8.487,76 (-9,70%) |
| band-0,020-0,020 (Caso de Referência) | 351,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| band-0,020-0,025 | 288,00 | 7.679,88 | 403,54 | 8.371,42 (-10,94%) |
| band-0,025-0,015 | 360,00 | 7.676,14 | 670,27 | 8.706,40 (-7,37%) |
| band-0,025-0,020 | 306,00 | 8.592,63 | 671,25 | 9.569,88 (+1,81%) |
| band-0,025-0,025 | 270,00 | 7.679,88 | 672,80 | 8.622,68 (-8,26%) |

No Caso de Referência, as violações de tensão mínima ocorrem todas no alimentador AL2, que está sob efeito apenas do regulador da subestação. Logo, é a largura de banda do *OLTC* que determina a quantidade de unidades consumidoras (UCs) que experimentam subtensões. De fato, essa grandeza apresentou um comportamento direto, ou seja, ao diminuir a largura de banda (de 0,020 pu para 0,015 pu), houve redução na compensação de violações por tensão mínima, assim como ao aumentar a largura de banda

(de 0,020 pu para 0,025 pu), o número de UCs com subtensões, e o respectivo custo, cresceu. Por sua vez, o comportamento do ajuste da largura de banda do RL foi diferente. O ajuste de 0,020 pu apresentou o pior desempenho. Em outras palavras, tanto ao reduzir quanto ao aumentar a largura de banda do regulador de linha, houve redução das violações por tensão máxima. Tal comportamento diferente dos reguladores frente à alteração da largura de banda demonstra a complexidade e a não linearidade entre a escolha de dado ajuste e o efeito observado. Finalmente, nota-se que para os três ajustes aplicados ao *OLTC*, o ajuste de 0,025 pu do RL apresentou um resultado melhor do que o ajuste de 0,015 pu.

A partir dessa análise, dois casos figuram como os melhores neste segundo Estudo de Sensibilidade: band-0,015-0,025 e band-0,020-0,025. Por conta da proximidade do custo total de ambas as soluções, elas são consideradas equivalentes e posteriormente reavaliadas nas recomendações finais desta seção (subseção 4.2.5).

4.2.3 Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário

Motivado pelas conclusões obtidas na análise realizada na subseção 4.2.1, este terceiro Estudo de Sensibilidade consiste em alterar a tensão de referência dos reguladores de tensão, contudo, apenas durante um intervalo em torno de 12h, quando ocorre o pico de geração solar fotovoltaica, mantendo os ajustes originais no restante do dia. De modo ilustrativo, a Figura 4.8 exemplifica os valores de tensão de referência de um dado regulador. Assim, $V_{regFORA}$ refere-se à tensão ajustada ao longo de todo o dia, exceto em um intervalo estabelecido em torno de 12h, denominado Int_{12h} , quando a tensão de referência assume o valor $V_{regDENTRO}$. Essa curva é, portanto, caracterizada por três parâmetros: $V_{regFORA}$, $V_{regDENTRO}$ e Int_{12h} . Com diferentes combinações desses parâmetros para ambos os reguladores de tensão do sistema, 12 casos foram realizados neste Estudo de Sensibilidade. Basicamente, as seguintes combinações foram consideradas:

- **$V_{regFORA}$:** 1,035 pu para o *OLTC* e 1,020 pu para o RL;
- **$V_{regDENTRO}$:** os valores foram definidos a partir de dois subconjuntos:
 - ❖ **Modo *OLTCfixo*:** $V_{regDENTRO-OLTC} = 1,035$ pu e o ajuste de RL assume um valor entre 1,00, 0,98 e 0,96 pu;
 - ❖ **Modo *OLTCvar*:** os ajustes deste modo são sempre concomitantes, ou seja, tanto o *OLTC* quanto o RL assumem o mesmo valor dentre as três possibilidades citadas no modo anterior ($V_{regDENTRO-OLTC} = V_{regDENTRO-RL}$).

- **Int_{12h}**: 10h-14h ou 9h-15h, igual para ambos os reguladores de tensão.

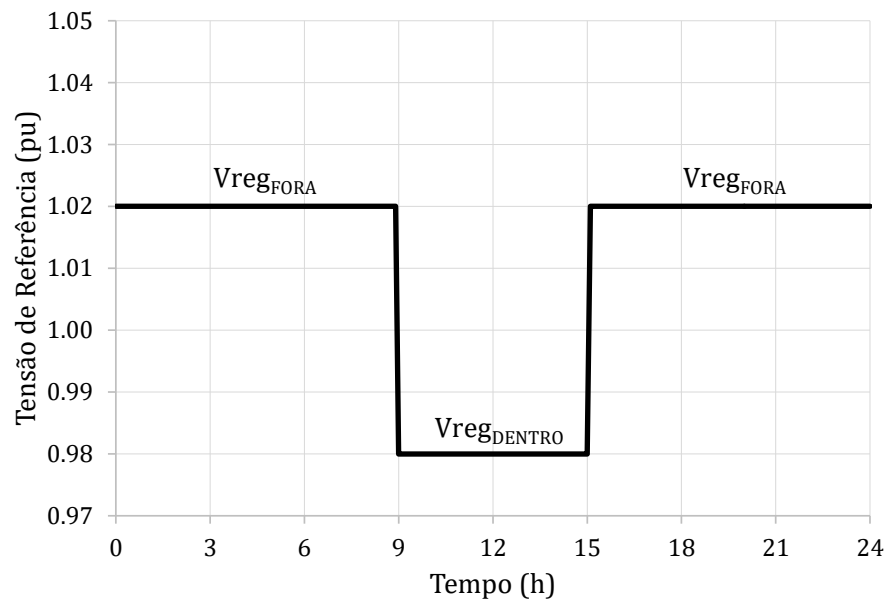


Figura 4.8. Exemplo de ajuste da tensão de referência dos reguladores de tensão em função do horário.

Dentre os 12 casos provenientes das combinações supracitadas, a Tabela 4.9 apresenta os oito casos que são explorados e comparados com dois casos já estudados previamente (Caso de Referência e caso Vreg-1,035-1,020). Tal escolha foi baseada na seguinte constatação: para uma mesma combinação de Vreg_{FORA} e Vreg_{DENTRO}, quanto maior o intervalo Int_{12h}, menos UCs sofrem com sobretensões na presença de elevada penetração de microgeração distribuída. Assim, apenas dois casos com Int_{12h} = 10h-14h têm seus resultados mostrados: hVreg-OLTCfixo-1,00-int-10h-14h, que apresentou a menor diferença de custo total em relação ao caso correspondente com Int_{12h} = 9h-15h (hVreg-OLTCfixo-1,00) e hVreg-OLTCvar-0,98-int-10h-14h, cuja diferença de custo total em relação ao caso correspondente (hVreg-OLTCvar-0,98) foi a maior entre os casos simulados. Os outros seis casos consistem nos três ajustes da tensão de referência do regulador de linha para cada modo de operação do *OLTC*, com Int_{12h} = 9h-15h.

Os Fatores de Desempenho deste Estudo de Sensibilidade são exibidos e discutidos a seguir. Na Tabela 4.10, figuram o número de atuações dos reguladores e a quantidade de unidades consumidoras com violações de tensão, enquanto a Tabela 4.11 contém o custo das atuações dos reguladores de tensão bem como as compensações por violações de tensão máxima e mínima. O caso com o menor custo total tem seus valores destacados.

Tabela 4.9. Parâmetros dos casos simulados no Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.

| Caso | Int _{12h} | Ajustes do <i>OLTC</i> | | Ajustes do <i>RL</i> | |
|-------------------------------------|--------------------|------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|
| | | Vreg _{FORA} | Vreg _{DENTRO} | Vreg _{FORA} | Vreg _{DENTRO} |
| hVreg-ref (Caso de Referência) | - | 1,035 | 1,035 | 1,035 | 1,035 |
| hVreg-base (Vreg- 1,035-1,020) | - | 1,035 | 1,035 | 1,02 | 1,02 |
| hVreg-OLTCfixo-1,00- int-10h-14h | 10h-14h | 1,035 | 1,035 | 1,02 | 1,00 |
| hVreg-OLTCfixo-1,00 | 9h-15h | 1,035 | 1,035 | 1,02 | 1,00 |
| hVreg-OLTCfixo-0,98 | 9h-15h | 1,035 | 1,035 | 1,02 | 0,98 |
| hVreg-OLTCfixo-0,96 | 9h-15h | 1,035 | 1,035 | 1,02 | 0,96 |
| hVreg-OLTCvar-1,00 | 9h-15h | 1,035 | 1,00 | 1,02 | 1,00 |
| hVreg-OLTCvar-0,98- int-10h-14h | 10h-14h | 1,035 | 0,98 | 1,02 | 0,98 |
| hVreg-OLTCvar-0,98 | 9h-15h | 1,035 | 0,98 | 1,02 | 0,98 |
| hVreg-OLTCvar-0,96 | 9h-15h | 1,035 | 0,96 | 1,02 | 0,96 |

Tabela 4.10. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do <i>RL</i> | UCs com sobretensão | UCs com subtenção |
|-------------------------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| hVreg-ref (Caso de Referência) | 3 | 27 | 390 | 85 |
| hVreg-base (Vreg- 1,035-1,020) | 3 | 26 | 151 | 85 |
| hVreg-OLTCfixo- 1,00-int-10h-14h | 3 | 44 | 133 | 85 |
| hVreg-OLTCfixo- 1,00 | 3 | 44 | 122 | 85 |
| hVreg-OLTCfixo- 0,98 | 3 | 64 | 114 | 85 |
| hVreg-OLTCfixo- 0,96 | 3 | 84 | 114 | 85 |
| hVreg-OLTCvar- 1,00 | 11 | 32 | 47 | 85 |
| hVreg-OLTCvar- 0,98-int-10h-14h | 17 | 52 | 92 | 85 |
| hVreg-OLTCvar- 0,98 | 17 | 46 | 44 | 85 |
| hVreg-OLTCvar- 0,96 | 23 | 68 | 44 | 96 |

Tabela 4.11. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.

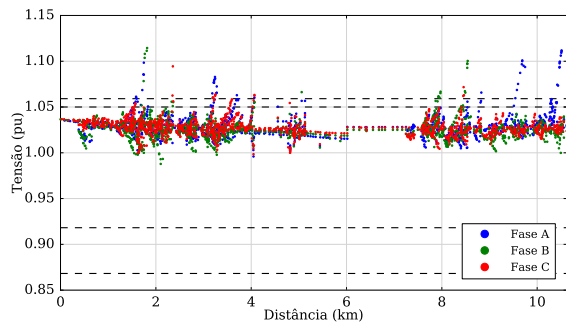
| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|---|---------------------------------------|---|---|--------------------------|
| hVreg-1,035-1,035-ref (Caso de Referência) | 351,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| hVreg-base (Vreg-1,035-1,020) | 342,00 | 4.830,76 | 404,74 | 5.577,50 (-40,66%) |
| hVreg-OLTCfixo-1,00-int-10h-14h | 504,00 | 3.885,52 | 405,00 | 4.794,52 (-48,99%) |
| hVreg-OLTCfixo-1,00 | 504,00 | 3.795,44 | 405,12 | 4.704,56 (-49,95%) |
| hVreg-OLTCfixo-0,98 | 684,00 | 2.725,36 | 405,12 | 3.814,48 (-59,42%) |
| hVreg-OLTCfixo-0,96 | 864,00 | 2.538,54 | 405,12 | 3.807,66 (-59,49%) |
| hVreg-OLTCvar-1,00 | 684,00 | 1.299,15 | 405,12 | 2.388,27 (-74,59%) |
| hVreg-OLTCvar-0,98-int-10h-14h | 1.080,00 | 1.320,64 | 405,00 | 2.805,64 (-70,15%) |
| hVreg-OLTCvar-0,98 | 1.026,00 | 394,64 | 405,12 | 1.825,76 (-80,58%) |
| hVreg-OLTCvar-0,96 | 1.440,00 | 295,79 | 655,60 | 2.391,39 (-74,56%) |

A estratégia de controle empreendida nesta subseção consiste em reduzir a ocorrência de sobretensões no horário de pico de geração solar fotovoltaica sem incorrer em subtensões adicionais durante o pico de carga. De fato, a compensação das violações por tensão mínima manteve-se praticamente constante para todas as soluções mostradas na Tabela 4.11. Assim, a diferença de desempenho das soluções se manifesta pela capacidade de reduzir a ocorrência de violações por tensão máxima sem elevar em demasia a quantidade de atuações dos reguladores de tensão. Nesse sentido, a análise das tabelas permite atestar que:

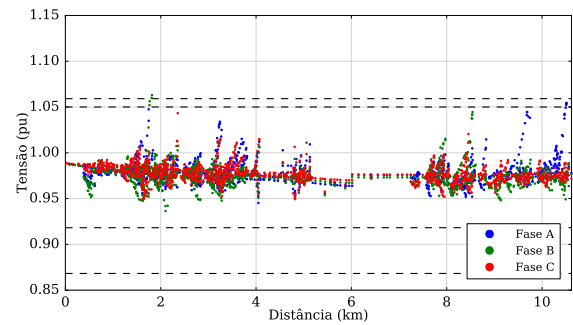
- Ajustar a tensão de referência em um valor muito reduzido, como 0,96 pu, faz aumentar consideravelmente o número de atuações dos reguladores, atenuando o ganho com a redução das sobretensões;
- Por sua vez, ajustes elevados durante o intervalo em torno de 12h não trazem ganhos tão expressivos para o desempenho do sistema, como se dá no caso hVreg-OLTCfixo-1,00;
- O modo de ajuste variável OLTCvar atinge um desempenho bastante superior ao modo OLTCfixo. O efeito do ajuste da tensão de referência do *OLTC* é sentido tanto no perfil de tensão do alimentador AL2, quanto naquele do alimentador AL4, que possui RL. Logo, como o *OLTC* atua primeiro que RL, ao abaixar seu tape no início de Int_{12h}, o perfil de tensão visto por RL também decai. Isto faz com que o regulador de linha tenha que atuar menos vezes para atingir a faixa de operação desejada durante Int_{12h}. Além disso,

com um perfil de tensão mais baixo durante esse intervalo, que corresponde ao pico de geração solar, há uma diminuição considerável na ocorrência de sobretensões;

- O caso de melhor desempenho deste Estudo de Sensibilidade, hVreg-OLTCvar-0,98, foi capaz de reduzir o custo total do Caso de Referência em 80,58%. A Figura 4.9 compara os casos hVreg-base e hVreg-OLTCvar-0,98 no instante de maior magnitude de tensão do Caso de Referência. Verifica-se que o perfil de tensão é mais baixo em todo o circuito, diminuindo consideravelmente as violações por sobretensão, tanto no alimentador AL2 quanto no AL4. Por sua vez, a Figura 4.10 mostra o perfil de atuação dos reguladores de tensão nos cenários citados. Observa-se o correspondente efeito de operá-los com dois ajustes de tensão de referência: ao longo do intervalo $\text{Int}_{12\text{h}}$ (9h-15h), o tape do OLTC é reduzido de 0 para -7, enquanto o tape do RL, devido a ação integrada dos reguladores, não precisou nem ser reduzido, tendo inclusive que subir para que ambos operem dentro de suas respectivas larguras de banda. No restante do dia (antes de 9h e após as 15h), o perfil de atuação dos reguladores (Figura 4.10(b)) é semelhante ao caso correlato da Figura 4.10(a).

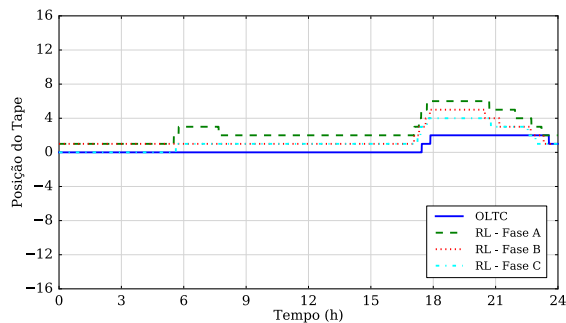


(a) Caso hVreg-base.

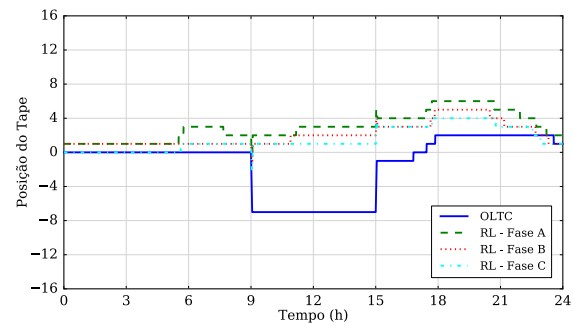


(b) Caso hVreg-OLTCvar-0,98.

Figura 4.9. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.



(a) Caso hVreg-base.



(b) Caso hVreg-OLTCvar-0,98.

Figura 4.10. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão em Função do Horário.

4.2.4 Fator de Potência dos Geradores Solares Fotovoltaicos

Finalmente, estuda-se o impacto do fator de potência dos geradores solares fotovoltaicos sobre o sistema de controle de tensão. Basicamente, nos estudos realizados até esta subseção, todos os FVs operaram com fator de potência unitário e, neste Estudo de Sensibilidade, todos passam a operar com um dos quatro valores abaixo:

- Indutivo: 0,95 e 0,98;
- Capacitivo: 0,95 e 0,98.

Os Fatores de Desempenho obtidos para esses quatro cenários, bem como para o Caso de Referência são resumidos na Tabela 4.12 e na Tabela 4.13.

Tabela 4.12. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Fator de Potência dos FVs.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do <i>RL</i> | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|--|-------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| fp-capacitivo-0,95 | 3 | 33 | 689 | 85 |
| fp-capacitivo-0,98 | 3 | 31 | 557 | 85 |
| fp-unitário-1,00 (Caso de Referência) | 3 | 27 | 390 | 85 |
| fp-indutivo-0,98 | 3 | 25 | 186 | 85 |
| fp-indutivo-0,95 | 3 | 25 | 127 | 85 |

Tabela 4.13. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Estudo de Sensibilidade: Fator de Potência dos FVs.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|--|--------------------------------|--|--|---------------------|
| fp-capacitivo-0,95 | 405,00 | 16.532,70 | 401,26 | 17.338,96 (+84,47%) |
| fp-capacitivo-0,98 | 387,00 | 12.950,30 | 401,68 | 13.738,98 (+46,17%) |
| fp-unitário-1,00 (Caso de Referência) | 351,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| fp-indutivo-0,98 | 333,00 | 5.827,60 | 403,04 | 6.563,64 (-30,17%) |
| fp-indutivo-0,95 | 333,00 | 4.439,97 | 403,13 | 5.176,10 (-44,93%) |

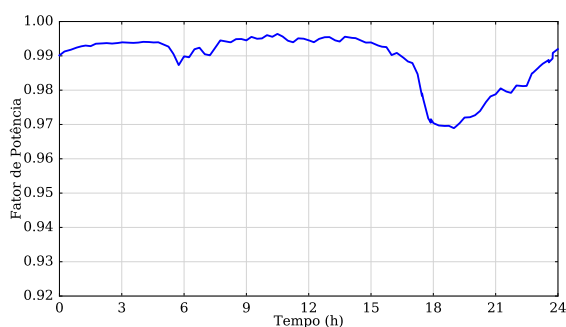
De modo geral, tem-se:

- A operação dos FVs com fator de potência indutivo faz com que o número de atuações dos reguladores diminua e o número de violações por sobretensão também decai;
- A operação dos FVs com fator de potência capacitivo faz com que o número de atuações dos reguladores aumente e o número de violações por sobretensão também se eleva;
- Quantitativamente, a influência da injeção de potência reativa na rede (operação capacitiva) é mais acentuada do que o consumo de Q (operação indutiva). Isto pode ser

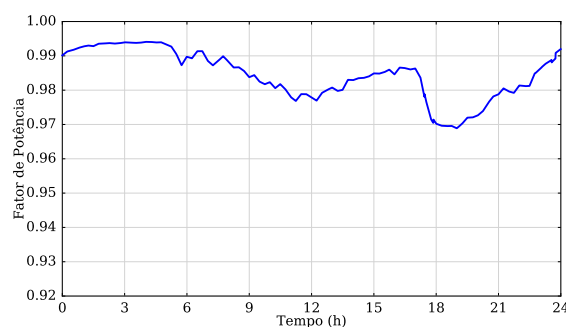
constatado pela variação percentual do custo total em relação ao Caso de Referência. A operação dos FVs com fator de potência de 0,95 capacitivo faz aumentar o custo total em 84,47%, enquanto a operação dos FVs com fator de potência de 0,95 indutivo permite a redução de 44,93% do valor obtido no Caso de Referência;

- Outro fator interessante de se observar é que em nenhum caso houve diminuição do número de UCs sofrendo com subtensões, e a diferença no tempo que permanecem abaixo dos limites de tensão mínima é desprezível, dado que a respectiva compensação é muito próxima em todos os casos simulados. Esse comportamento é esperado, pois no período do pico de carga, quando acontecem as violações por tensão mínima, não há operação dos FVs, por não haver radiação solar disponível.

Além disso, este é o único Estudo de Sensibilidade em que o fator de potência¹² na subestação foi realmente modificado com a variação do parâmetro sob análise. Com efeito, o fator de potência dos FVs é capaz de alterar os fluxos de potência ativa e reativa pela rede de modo a influenciar o resultado final na subestação. A operação com fator de potência capacitivo fez aumentar o fator de potência da subestação (Figura 4.11(a)), enquanto a operação indutiva produz o efeito contrário (Figura 4.11(b)). Por outro lado, a operação capacitiva faz aumentar as violações por sobretensão, enquanto tais violações são reduzidas com fator de potência indutivo. Assim, seria relevante para os geradores, que fosse agregado valor à operação com fator de potência diferente de unitário, pois a respectiva perda de geração de potência ativa pode ser compensada ou com a redução de violações de tensão, ou com a melhora no fator de potência. Agências regulatórias e concessionárias podem ter grande interesse em compreender melhor o recurso proveniente do fator de potência de operação dos geradores solares fotovoltaicos para o desempenho do sistema.



(a) Caso fp-capacitivo-0,95



(b) Caso fp-indutivo-0,95.

Figura 4.11. Fator de potência na subestação – Estudo de Sensibilidade: Fator de Potência dos FVs.

¹² O fator de potência é obtido pela razão entre a potência ativa e a potência aparente, calculada como o módulo da potência complexa (parte real ativa e parte imaginária reativa).

4.2.5 Recomendações Gerais

A partir da análise e conclusões das subseções anteriores, é possível estabelecer recomendações gerais que garantam um bom desempenho do sistema de controle tradicional operando com os recursos já existentes, ou seja, através do método de controle clássico. Os Estudos de Sensibilidade realizados indicam que, quando se considera apenas a atuação dos reguladores de tensão, com os bancos de capacitores fixos em sua potência reativa nominal, as seguintes estratégias podem ser adotadas no sistema de controle de tensão para atingir esse objetivo:

1. Diminuir o ajuste da tensão de referência dos reguladores em um intervalo em torno do horário do pico de geração solar fotovoltaica (12h), por exemplo, entre 9h e 15h;
2. Manter o ajuste da tensão de referência de RL igual ao ajuste de *OLTC* nesse intervalo. Foi considerado $V_{reg_DENTRO-OLTC} = V_{reg_DENTRO-RL} = 0,98 \text{ pu}$;
3. No restante do dia, ajustar a tensão de referência em valores mais elevados, contudo, com o ajuste do regulador de linha RL abaixo do ajuste do regulador da subestação *OLTC* ($V_{reg_FORA-OLTC} = 1,035 \text{ pu}$ e $V_{reg_FORA-RL} = 1,02 \text{ pu}$);
4. Eventualmente, operar os FVs com fator de potência indutivo ($fp = 0,95$ indutivo). Uma vez que não há regulamentação relativa a esse parâmetro, nem benefício econômico para o consumidor operar o FV com fator de potência diferente de 1,00, ambos os casos foram simulados ($fp = 1,00$ e $fp = 0,95$ indutivo);
5. Conforme discutido na subseção 4.2.2, as combinações de largura de banda (0,02 pu, 0,025 pu) e (0,015 pu, 0,025 pu) se mostraram equivalentes. Assim, as configurações oriundas das recomendações acima foram simuladas para esses dois ajustes de largura de banda.

Em resumo, para concluir as recomendações gerais, quatro cenários foram simulados, obtidos das combinações entre os dois pares de larguras de banda e os dois fatores de potência dos FVs levados em conta. A fim de definir uma base de comparação, toma-se também o caso com o melhor desempenho alcançado anteriormente, que se trata do caso $hV_{reg-OLTCvar-0,98}$. Então, os Fatores de Desempenho desses cinco casos, bem como do Caso de Referência são resumidos na Tabela 4.14 e Tabela 4.15, na qual está destacado o Caso Recomendado para cada fator de potência.

Tabela 4.14. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle clássico.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do <i>RL</i> | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|---------------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| Caso de Referência | 3 | 27 | 390 | 85 |
| hVreg-OLTCvar-0,98 | 17 | 46 | 44 | 85 |
| Recom-(0,015, 0,025)-1,00 | 19 | 48 | 44 | 86 |
| Recom-(0,020, 0,025)-1,00 | 17 | 40 | 54 | 85 |
| Recom-(0,015, 0,025)-0,95 | 17 | 40 | 29 | 86 |
| Recom-(0,020, 0,025)-0,95 | 17 | 42 | 23 | 86 |

Tabela 4.15. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle clássico.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|---------------------------|--------------------------------|--|--|--------------------|
| Caso de Referência | 351,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| hVreg-OLTCvar-0,98 | 1.026,00 | 394,64 | 405,12 | 1.825,76 (-80,58%) |
| Recom-(0,015, 0,025)-1,00 | 1.116,00 | 348,68 | 393,69 | 1.858,37 (-80,23%) |
| Recom-(0,020, 0,025)-1,00 | 972,00 | 390,15 | 405,60 | 1.767,75 (-81,19%) |
| Recom-(0,015, 0,025)-0,95 | 972,00 | 92,98 | 394,83 | 1.459,81 (-84,47%) |
| Recom-(0,020, 0,025)-0,95 | 990,00 | 74,90 | 412,03 | 1.476,94 (-84,29%) |

A escolha do Caso Recomendado provém da análise das tabelas acima, tomando, primeiramente como base, os casos em que os FVs operam com um fator de potência unitário, uma vez que essa tende a ser a configuração mais frequente na prática. Portanto, a combinação de largura de banda de (0,020, 0,025) se mostrou mais eficiente com os outros parâmetros ajustados conforme as recomendações supracitadas. Para um fator de potência de 0,95 indutivo, ambos os pares de largura de banda considerados atingiram um desempenho bastante semelhante, corroborando tal escolha. De modo ilustrativo, a Figura 4.12 apresenta o perfil de atuação dos reguladores de tensão, enquanto a Figura 4.13 mostra o perfil de tensão no instante de maior magnitude de tensão, conforme realizado nas últimas subseções. O instante de menor magnitude de tensão é praticamente idêntico para ambos os fatores de potência, pois os FVs já não geram às 18h29min30s, logo, esse perfil não é mostrado.

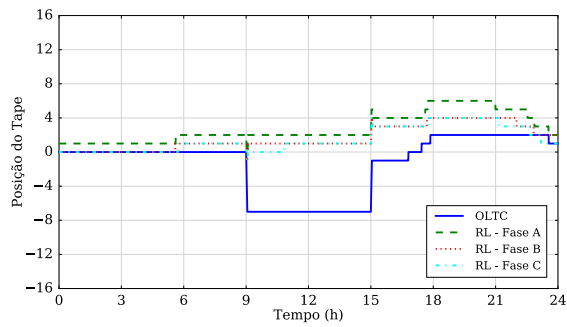
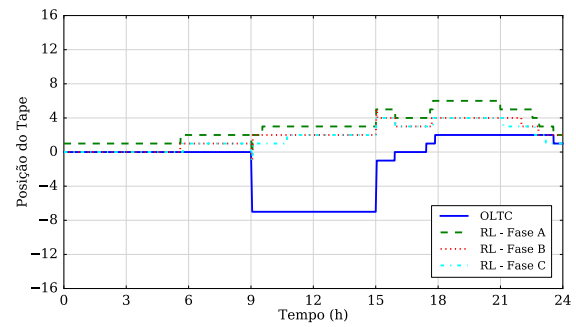
(a) $fp = 1,00$.(b) $fp = 0,95$ indutivo.

Figura 4.12. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com o método de controle clássico.

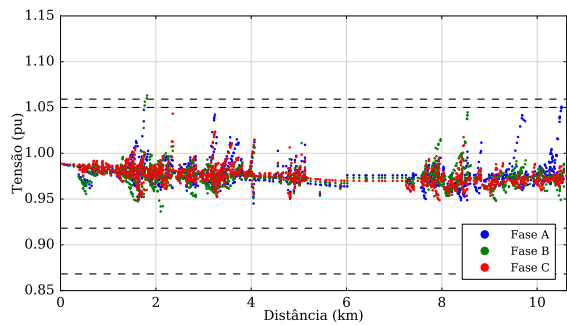
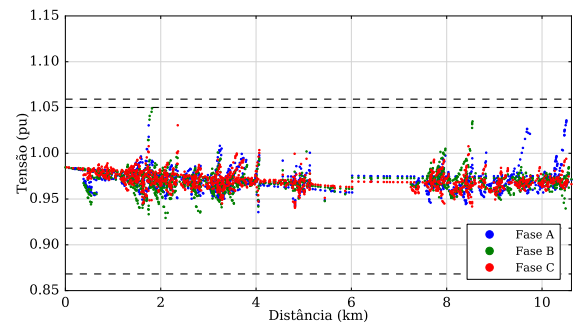
(a) $fp = 1,00$.(b) $fp = 0,95$ indutivo.

Figura 4.13. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle clássico.

4.2.5.1 Prioridade de Atuação dos Reguladores

Considerando as subseções 4.1 e 4.2, foram realizados 34 estudos e destes, 23 foram repetidos alterando a prioridade de atuação entre os reguladores, ou seja, invertendo os tempos de atuação – i.e., $Delay_{OLTC} = 90$ s e $Delay_{RL} = 60$ s. De modo geral, tal prática não apresentou uma alteração consolidada no desempenho do sistema. Em outras palavras, houve casos em que melhorou e outros em que piorou. Quantitativamente, a média de variação percentual do custo total foi de +0,34%, sendo a maior diferença uma degradação da ordem de 7,96%. Além disso, especificamente para o Caso Recomendado, a inversão da prioridade de atuação dos reguladores de tensão deteriorou o resultado em 5,19% ($fp = 1,00$) e 7,49% ($fp = 0,95$ indutivo). A solução original, portanto, é mantida nos estudos subsequentes ($Delay_{OLTC} = 60$ s e $Delay_{RL} = 90$ s).

4.2.6 Considerações Acerca do Método de Controle Clássico

Esta seção 4.2 apresentou os Estudos de Sensibilidade realizados com base no Caso de Referência, mostrado na seção 4.1. As principais conclusões decorrentes da análise dos resultados obtidos são:

- Uma estratégia bastante promissora para mitigar a elevação do perfil de tensão provocada pela elevada penetração de microgeração distribuída é operar os reguladores de tensão com dois ajustes de tensão de referência: um ajuste de valor intermediário em um intervalo em torno de 12h, para conter a elevação de tensão causada pelos FVs e outro ajuste para o restante do dia, de valor mais elevado, conforme a prática corrente, a fim de conter a queda de tensão provocada pelo pico de carga;
- A relação entre o desempenho do sistema de controle e a largura de banda dos reguladores é bastante complexa de ser determinada. De modo geral, deve-se almejar um ajuste de compromisso, ou seja, estreito o suficiente para enxergar e conter as violações de tensão e largo o bastante para evitar comutações excessivas, desnecessárias e indesejadas dos tapes dos reguladores;
- Espera-se que os geradores solares fotovoltaicos operem com fator de potência unitário (ou algum valor muito próximo de 1,00). Essa é a configuração que maximiza o ganho para o consumidor produtor, pois é quando o FV produz mais potência ativa. No entanto, a operação com fator de potência diferente de 1,00 tem seus benefícios técnicos para a rede elétrica e pode ser interessante para a concessionária:
 - ❖ Por um lado, quando os FVs operam com fator de potência capacitivo, eles contribuem para que o fator de potência do sistema seja elevado, especialmente na subestação, auxiliando no cumprimento de normas regulatórias;
 - ❖ Por outro lado, ao operar com fator de potência indutivo, os FVs contribuem com a redução do perfil de tensão, diminuindo os casos de sobretensão, e consequentemente o custo com compensações por violações de tensão máxima.

Portanto, a influência do fator de potência dos FVs no desempenho do sistema de controle gera um considerável interesse por parte das concessionárias, agências regulatórias e outros agentes envolvidos nesse contexto;

- Caso não seja possível operar o sistema com dois ajustes de tensão de referência, a fim de minimizar o custo com compensações de tensão máxima e mínima, a concessionária pode ajustar os reguladores de tensão com uma tensão de referência intermediária, ou seja, que seja capaz de equilibrar a ocorrência de sobre e subtensões que ocorrem ao longo do dia. Nesse cenário, o chaveamento de bancos de capacitores pode ser uma estratégia

complementar para aprimorar o desempenho do sistema de controle de tensão. Isto é estudado na seção 4.4.

Ressalta-se que todas as conclusões dos estudos foram obtidas baseadas na comparação com o Caso de Referência definido a partir das práticas atuais da CPFL Paulista, complementadas por adaptações feitas aos dados quando informações mais detalhadas não estavam disponíveis. Além disso, a escolha dos valores dos parâmetros em cada Estudo de Sensibilidade foi realista, mas empírica. Logo, é possível que outros ajustes próximos aos simulados produzam resultados ainda melhores. Em resumo, foi possível determinar o Caso Recomendado, cujos Fatores de Desempenho estão destacados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16. Fatores de Desempenho: Caso Recomendado com o método de controle clássico.

| Fator de Desempenho | Recom- (0,020, 0,025)-1,00 | Recom- (0,020, 0,025)-0,95 |
|---|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Atuações do regulador da subestação (<i>OLTC</i>) | 17 | 17 |
| Atuações do regulador de linha (<i>RL</i>) | 40 | 42 |
| UCs com sobretensão | 54 | 23 |
| UCs com subtensão | 85 | 86 |
| Custo das Atuações dos Reguladores | R\$ 972,00 | R\$ 990,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Máxima | R\$ 390,15 | R\$ 74,90 |
| Compensação das Violações de Tensão Mínima | R\$ 405,60 | R\$ 412,03 |
| Custo Total | R\$ 1.767,75 | R\$ 1.476,94 |

4.3 Aplicação do Método de Controle *LDC*

Após a realização de Estudos de Sensibilidade no âmbito do método de controle clássico, uma segunda alternativa à configuração original do sistema de controle de tensão, empregada no Caso de Referência, é a aplicação do método de controle *LDC* (em inglês, *Line Drop Compensation*) no regulador da subestação. Tal método consiste em estimar a queda de tensão ao longo da linha de distribuição que interliga a barra de conexão do regulador e o centro de carga, onde se deseja controlar o perfil de tensão. A fim de ajustar o controle *LDC*, foram utilizados dois métodos de cálculo dos parâmetros R e X, detalhados na subseção 4.3.1. Os respectivos resultados são apresentados na subseção 4.3.2, enquanto as conclusões acerca dessa estratégia constam na subseção 4.3.3.

4.3.1 Cálculo dos Parâmetros R e X do Método de Controle *LDC*

Nesta subseção são descritos os dois métodos de cálculo dos parâmetros R e X da regulação com *LDC*. O primeiro método, denominado ABB, é baseado no princípio presente

no guia de configuração de um regulador de tensão real [51] (subseção 4.3.1.1). No segundo método, os valores dos parâmetros R e X são proporcionais ao carregamento de cada alimentador envolvido. Esse método, que se chama PROP, é descrito na subseção 4.3.1.2. Ademais, 6 centros de carga (barras da rede primária), nos alimentadores AL2 e AL4, foram escolhidos arbitrariamente para o cálculo dos parâmetros por ambos os métodos. Sua localização foi estabelecida de forma que o espaçamento entre eles fosse aproximadamente uniforme ao longo de cada alimentador. Por um lado, o comprimento máximo do alimentador AL2 é cerca de 5,2 km. Por outro lado, ressalta-se que a região do alimentador AL4 em que o controle *LDC* tem influência encerra-se no ponto de conexão do regulador de linha (cerca de 6 km da subestação), pois abaixo deste, o perfil de tensão é determinado pela atuação de RL. Assim, a Figura 4.14 destaca as barras escolhidas no esquemático do circuito, através de losangos roxos. Já a Tabela 4.17 apresenta os dados dos 6 centros de carga considerados. A denominação P, M ou L (perto, médio ou longe, respectivamente) é definida em função da distância à subestação. Salienta-se que o cálculo da impedância entre a subestação e cada centro de carga é exemplificado no Apêndice C.

Tabela 4.17. Dados dos centros de carga utilizados no cálculo dos parâmetros R e X do método de controle *LDC*.

| Alimentadores | AL2 | | AL4 | |
|-----------------|------------------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------|
| Centro de carga | Distância da Subestação (km) | Impedância (Ω) | Distância da Subestação (km) | Impedância (Ω) |
| Perto (P) | 1,50 | $0,41 + j0,56$ | 2,02 | $0,34 + j0,53$ |
| Médio (M) | 3,00 | $0,45 + j1,09$ | 3,89 | $0,92 + j1,18$ |
| Longe (L) | 4,49 | $0,69 + j1,53$ | 5,06 | $1,14 + j1,68$ |

A partir desse conjunto de 6 centros de carga, foi possível gerar 15 configurações que correspondem aos seguintes cenários:

- Escolha de 1 centro de carga no alimentador AL2: 3 casos sob a sigla AL2;
- Escolha de 1 centro de carga no alimentador AL4: 3 casos sob a sigla AL4;
- Escolha de 2 centros de carga combinados, um no alimentador AL2 e outro no alimentador AL4: 9 casos sob a sigla COMB.

Além disso, ambos os métodos de cálculo dos parâmetros R e X , ABB e PROP, foram aplicados às 15 configurações supracitadas, totalizando 30 ajustes de impedâncias para o controle *LDC*.

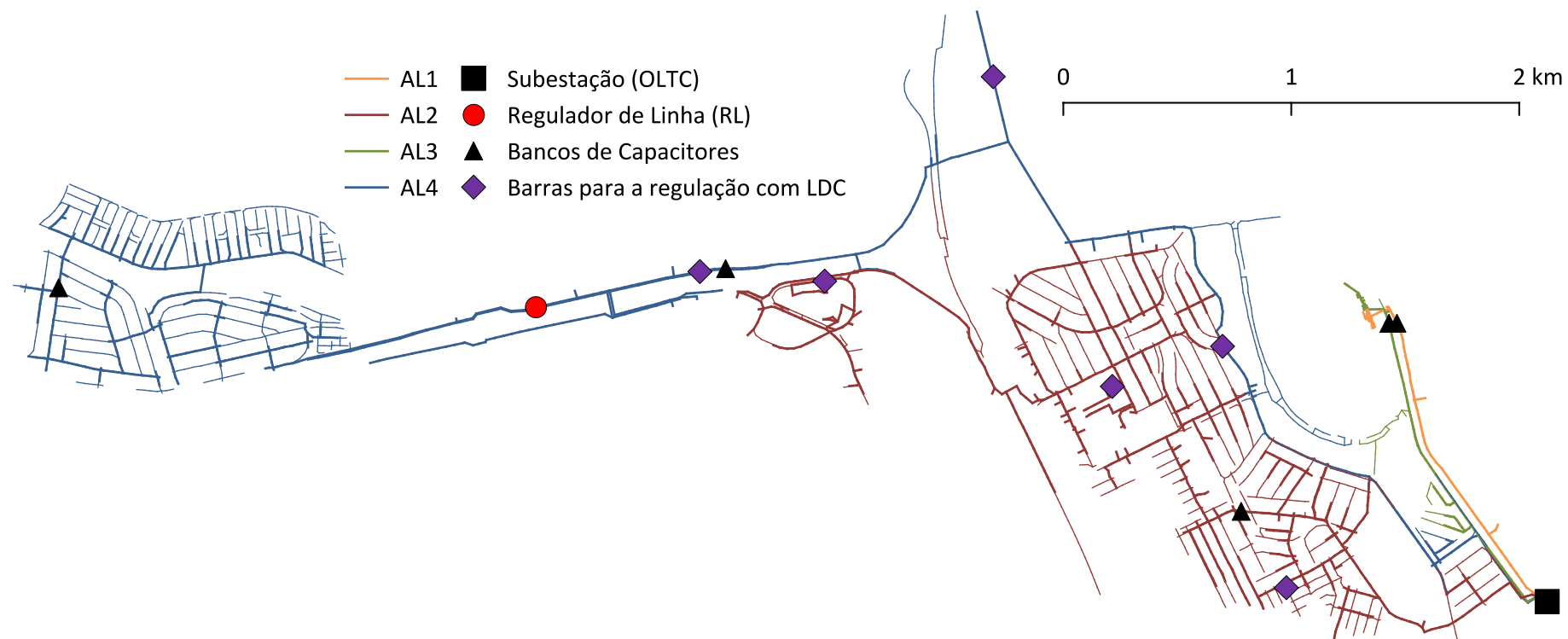


Figura 4.14. Esquemático do sistema de distribuição estudado com destaque para as barras reguladas com o método de controle *LDC*.

4.3.1.1 Método de Cálculo de R e X: ABB [51]

O principal objetivo do método ABB é determinar os parâmetros R e X de modo a equilibrar o efeito da atuação do regulador de tensão entre alimentadores com características elétricas e topológicas heterogêneas. Assim, o procedimento para o cálculo dos parâmetros R e X no método ABB é descrito pelas seguintes etapas:

1. Determinar as barras do circuito onde se deseja regular o perfil de tensão;
2. Calcular a impedância (Ω) do caminho entre a barra de conexão do regulador e cada barra escolhida;
3. Tomar os valores de impedância extremos obtidos: maior e menor valor;
4. Calcular a média aritmética dos dois valores extremos;
5. Dividir o resultado pelo número de alimentadores presentes no circuito.

Caso a escolha seja por apenas um centro de carga, o procedimento calcula a impedância da respectiva barra (até o item 4), que é dividida pelo número de alimentadores conectados ao sistema.

4.3.1.2 Método de Cálculo de R e X: PROP

O objetivo do método PROP é determinar os parâmetros R e X de modo a equilibrar o efeito da atuação do regulador entre alimentadores com carregamentos desiguais, quando o controle *LDC* é aplicado. Assim, o procedimento para o cálculo dos parâmetros R e X no método PROP é descrito pelas seguintes etapas:

1. Determinar as barras do circuito onde se deseja regular o perfil de tensão;
2. Calcular a impedância (Ω) do caminho entre a barra de conexão do regulador e cada barra escolhida;
3. Calcular, em algum cenário dado, o carregamento percentual de cada alimentador em relação ao carregamento total da subestação. Esse valor é obtido pela média da razão dos valores instantâneos de carregamento;
4. Ponderar a impedância das barras escolhidas pelo carregamento percentual dos respectivos alimentadores;
5. Dividir o resultado pelo número de alimentadores considerados na escolha das barras.

De modo geral, quando dois centros de carga são escolhidos em dois alimentadores diferentes, os métodos são muito semelhantes e serão idênticos caso haja equilíbrio perfeito no carregamento dos alimentadores envolvidos.

4.3.1.3 Resumo dos Valores Calculados

Os valores de R e X obtidos pelo procedimento de ambos os métodos são dados em Ω , assim, é necessário convertê-los para a base do LDC, dada em pu. Isto é realizado através da impedância base do sistema, definida na equação (4.1) e calculada nas equações (4.2)-(4.4):

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} \quad (4.1)$$

$$V_{base} = V_{fase} = \frac{V_{linha}}{\sqrt{3}} = \frac{11,4}{\sqrt{3}} = 6,5818 kV \quad (4.2)$$

$$I_{base} = \frac{S_{subestação}}{\sqrt{3} \cdot V_{linha}} = \frac{20,0}{\sqrt{3} \cdot 11,4} = 1,0129 kA \cong 1000 A \quad (4.3)$$

$$Z_{base} = \frac{6,5818}{1,0} = 6,5818 \Omega \quad (4.4)$$

A Figura 4.15 mostra a distribuição das 30 impedâncias consideradas em um plano XxR. Nota-se que, para todas as configurações, o caso gerado pelo método ABB produz valores de R e X maiores que os gerados pelo método PROP. Outro fator interessante é que os cenários combinados estão em uma região intermediária entre as impedâncias das respectivas barras dos alimentadores AL2 e AL4, produzindo o compromisso desejado.

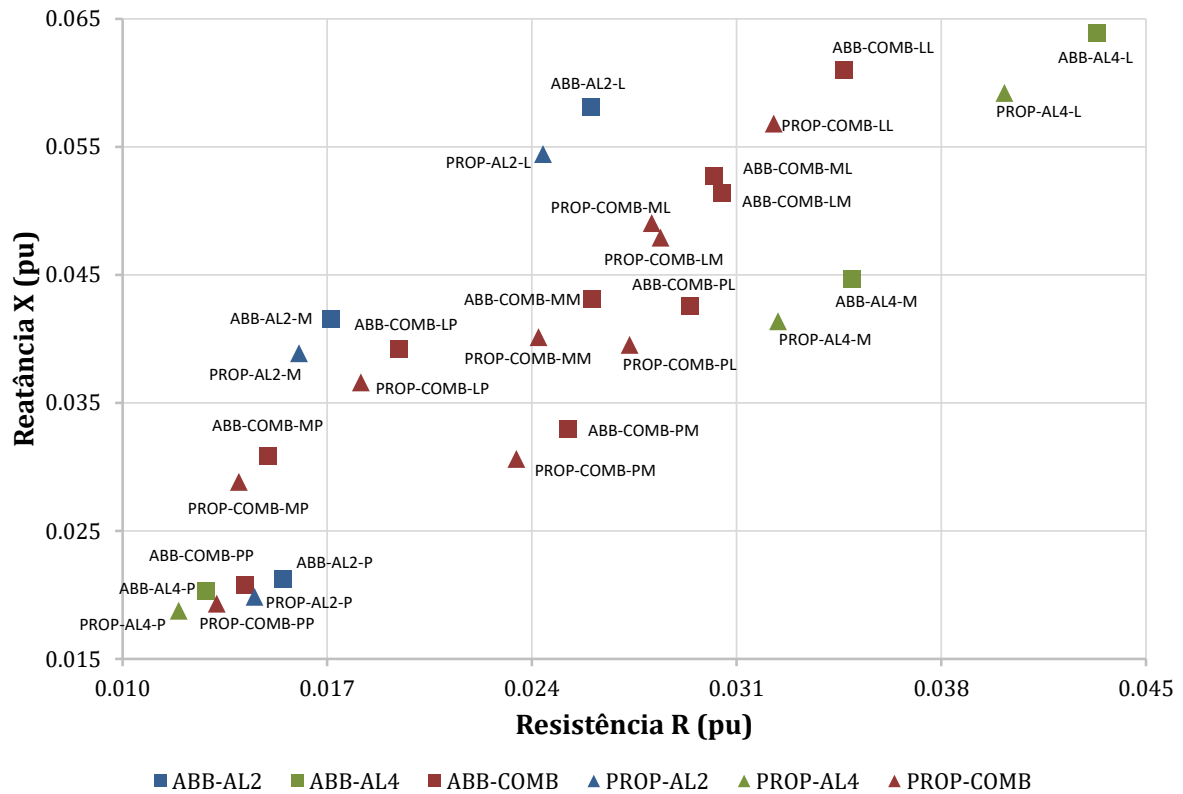


Figura 4.15. Parâmetros R e X obtidos para a aplicação do método de controle LDC.

4.3.2 Resultados Obtidos com o Método de Controle *LDC*

O ponto de partida para a implantação do controle *LDC* no regulador da subestação é o caso de melhor desempenho dos Estudos de Sensibilidade considerando a largura de banda original do Caso de Referência (0,020, 0,020) e os FVs com fator de potência unitário: $hV_{reg-OLTCvar-0,98}$ (subseção 4.2.3). De fato, conforme indicado na Figura 4.8, durante o intervalo Int_{12h} , entre 9h e 15h, o regulador de linha RL opera com a tensão de referência $V_{regDENTRO}$ de 0,98 pu, enquanto no restante do dia, o ajuste $V_{regFORA}$ assume o valor de 1,02 pu. Da perspectiva do regulador da subestação, a tensão de referência pode assumir quatro perfis, indicados na Tabela 4.18. Nota-se que são dois cenários em que o ajuste do *LDC* permanece fixo ao longo do dia, e dois cenários em que ele também varia durante Int_{12h} , de modo análogo à operação do regulador de linha RL.

Tabela 4.18. Ajustes da tensão de referência dos reguladores para a aplicação do método de controle *LDC*.

| Cenário | Int_{12h} | Ajustes do <i>OLTC</i> (<i>LDC</i>) | | Ajustes de RL | |
|---------------|-------------|---------------------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| | | $V_{regFORA}$ (pu) | $V_{regDENTRO}$ (pu) | $V_{regFORA}$ (pu) | $V_{regDENTRO}$ (pu) |
| OLTCfixo-1,00 | 9h-15h | 1,00 | 1,00 | 1,02 | 0,98 |
| OLTCfixo-1,01 | 9h-15h | 1,01 | 1,01 | 1,02 | 0,98 |
| OLTCvar-0,98 | 9h-15h | 1,00 | 0,98 | 1,02 | 0,98 |
| OLTCvar-0,99 | 9h-15h | 1,01 | 0,99 | 1,02 | 0,98 |

Uma vez definidos os 30 valores de impedâncias, bem como os 4 ajustes de tensão de referência dos reguladores, o conjunto de 120 casos foi simulado com o método de controle *LDC*. Basicamente, por questão de praticidade e espaço, apenas os resultados de uma pequena parcela representativa dos casos estudados é mostrada nesta subseção. Em detalhe, a Figura 4.16 descreve as repartições sucessivas nos resultados que culminam na seleção de casos informada na Tabela 4.19, cujos Fatores de Desempenho são mostrados adiante.

Primeiramente, ao considerar uma mesma configuração de impedância, todos os casos nos cenários com *OLTC* variável produziram um desempenho superior (com menor custo total) que os respectivos casos com *OLTC* fixo. Quantitativamente, a redução média do custo total foi da ordem de 41,92%. Esse comportamento, que havia sido observado na subseção 4.2.3, se repetiu neste contexto. Em seguida, ao tomar casos equivalentes entre os métodos de cálculo dos parâmetros R e X, verificou-se que 2/3 dos casos com ajuste dado pelo método PROP são mais caros ao comparar com os respectivos casos com o ajuste dado pelo método ABB. Na média, a perda de desempenho, dada pela diferença de custo total,

tomando o método ABB como referência, foi de 2,37%. Finalmente, é possível classificar os 30 casos restantes, com *OLTC* variável e método ABB, segundo o ajuste da tensão de referência (*OLTC*var-0,98 ou *OLTC*var-0,99). De modo geral, a comparação entre esses modos indicou certo padrão: na parte superior do plano XxR (Figura 4.15), por tratarem-se de posições mais distantes da subestação, prevaleceu o ajuste de menor magnitude. Por outro lado, na parte inferior do plano, o ajuste mais alto produziu melhores resultados. Para ilustrar quantitativamente essa constatação, os Fatores de Desempenho dos três melhores casos de cada modo são mostrados na Tabela 4.20 e na Tabela 4.21. Além disso, são considerados os três casos que obtiveram os piores resultados em todo o estudo, o caso *hVreg-OLTC*var-0,98 e o Caso de Referência. Através dessa seleção, é possível analisar o desempenho do sistema de controle de tensão operando com o método de controle *LDC*.

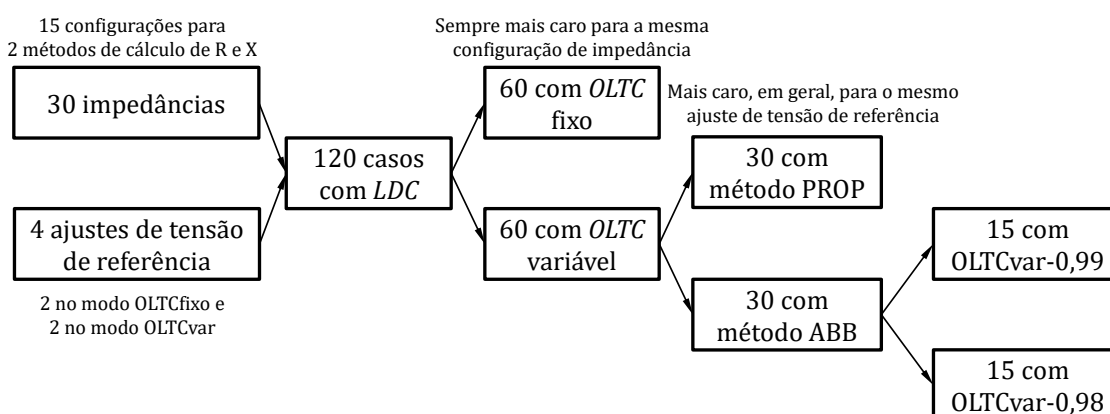


Figura 4.16. Classificação dos casos simulados com o método de controle *LDC*.

Tabela 4.19. Seleção final dos casos simulados com o método de controle *LDC*.

| Caso | Alimentador Controlado | Ponto de Regulação | Cenário |
|------------------------------|------------------------|--------------------|--------------|
| LDC-ABB-AL4-P-OLTCvar-0,98 | AL4 | Perto | OLTCvar-0,98 |
| LDC-ABB-COMB-PP-OLTCvar-0,98 | COMB | Perto-Perto | OLTCvar-0,98 |
| LDC-ABB-AL2-P-OLTCvar-0,98 | AL2 | Perto | OLTCvar-0,98 |
| LDC-ABB-COMB-LP-OLTCvar-0,99 | COMB | Longe-Perto | OLTCvar-0,99 |
| LDC-ABB-COMB-ML-OLTCvar-0,99 | COMB | Médio-Longe | OLTCvar-0,99 |
| LDC-ABB-COMB-PL-OLTCvar-0,99 | COMB | Perto-Longe | OLTCvar-0,99 |
| LDC-ABB-AL4-M-OLTCvar-0,98 | AL4 | Médio | OLTCvar-0,98 |
| LDC-ABB-COMB-ML-OLTCvar-0,98 | COMB | Médio-Longe | OLTCvar-0,98 |
| LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98 | COMB | Longe-Longe | OLTCvar-0,98 |

Tabela 4.20. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Casos com a aplicação do método de controle *LDC*.

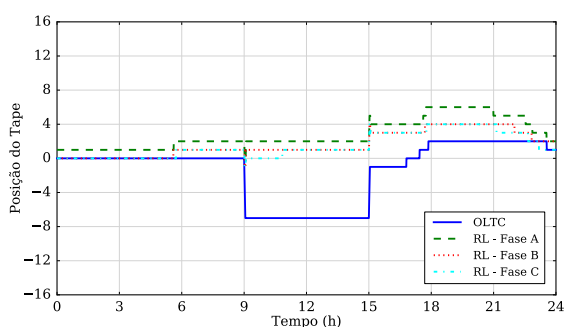
| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do <i>RL</i> | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|----------------------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| Caso de Referência | 3 | 27 | 390 | 85 |
| hVreg- OLTCvar-0,98 | 17 | 46 | 44 | 85 |
| LDC-ABB-AL4- P-OLTCvar-0,98 | 11 | 46 | 34 | 373 |
| LDC-ABB-COMB- PP-OLTCvar-0,98 | 11 | 43 | 34 | 370 |
| LDC-ABB-AL2- P-OLTCvar-0,98 | 10 | 45 | 34 | 372 |
| LDC-ABB-COMB- LP-OLTCvar-0,99 | 12 | 45 | 43 | 121 |
| LDC-ABB-COMB- ML-OLTCvar-0,99 | 11 | 34 | 52 | 52 |
| LDC-ABB-COMB- PL-OLTCvar-0,99 | 12 | 40 | 43 | 53 |
| LDC-ABB-AL4- M-OLTCvar-0,98 | 12 | 41 | 44 | 85 |
| LDC-ABB-COMB- ML-OLTCvar-0,98 | 12 | 38 | 45 | 90 |
| LDC-ABB-COMB- LL-OLTCvar-0,98 | 12 | 39 | 43 | 84 |

Tabela 4.21. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Casos com a aplicação do método de controle *LDC*.

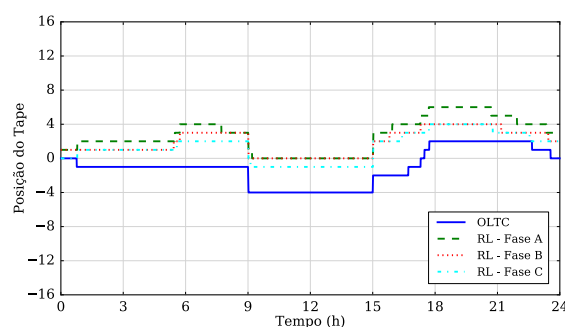
| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|----------------------------------|--------------------------------|--|--|--------------------|
| Caso de Referência | 351,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| hVreg- OLTCvar-0,98 | 1.026,00 | 394,64 | 405,12 | 1.825,76 (-80,58%) |
| LDC-ABB-AL4- P-OLTCvar-0,98 | 810,00 | 423,98 | 2.260,36 | 3.494,33 (-62,82%) |
| LDC-ABB-COMB- PP-OLTCvar-0,98 | 783,00 | 499,65 | 2.200,77 | 3.483,42 (-62,94%) |
| LDC-ABB-AL2- P-OLTCvar-0,98 | 765,00 | 425,17 | 2.169,97 | 3.360,14 (-64,25%) |
| LDC-ABB-COMB- LP-OLTCvar-0,99 | 837,00 | 650,61 | 483,63 | 1.971,24 (-79,03%) |
| LDC-ABB-COMB- ML-OLTCvar-0,99 | 702,00 | 1.028,01 | 222,57 | 1.952,57 (-79,23%) |
| LDC-ABB-COMB- PL-OLTCvar-0,99 | 792,00 | 915,16 | 236,03 | 1.943,19 (-79,33%) |
| LDC-ABB-AL4- M-OLTCvar-0,98 | 801,00 | 661,74 | 405,66 | 1.868,40 (-80,12%) |
| LDC-ABB-COMB- ML-OLTCvar-0,98 | 774,00 | 648,67 | 434,47 | 1.857,14 (-80,24%) |
| LDC-ABB-COMB- LL-OLTCvar-0,98 | 783,00 | 650,61 | 392,30 | 1.825,91 (-80,57%) |

A análise dos Fatores de Desempenho dos casos selecionados, mostrados nas tabelas anteriores, leva às seguintes constatações:

- O desempenho inferior dos casos com ajuste baixo de tensão de referência para regular uma região próxima à subestação se deve ao aumento da ocorrência de subtensões, com o respectivo custo de compensação por violações de tensão mínima;
- O ajuste de tensão de referência no modo OLTCvar-0,99, para os centros de carga considerados, atinge um desempenho mais favorável à eliminação das subtensões em detrimento de um pouco mais de sobretensões, pois a compensação de violações por tensão máxima é mais significativa no custo total que aquela por tensão mínima;
- Por sua vez, com o ajuste de tensão de referência no modo OLTCvar-0,98, o sistema opera com um desempenho mais equilibrado entre os eventos de violação de tensão máxima e mínima, pois as respectivas compensações são mais próximas;
- O número de atuações do regulador da subestação, que opera com o controle *LDC*, depende pouco da localização do centro de carga. Isto indica que a queda de tensão ao longo da rede primária é pequena;
- O método de controle *LDC* foi capaz de produzir um desempenho de mesma qualidade que o caso hVreg-OLTCvar-0,98, representativo da estratégia anterior (seção 4.2). De modo detalhado, o custo com as atuações dos reguladores diminuiu, porém a compensação por violações de tensão máxima aumentou. Isto é ilustrado na Figura 4.17, pois o perfil de atuação dos reguladores da solução com controle *LDC* contém menos comutações para controlar o perfil de tensão do sistema. Tal diferença acontece especialmente em torno do intervalo Int_{12h} , quando a solução anterior demandou um afundamento maior do tape do *OLTC*. Por sua vez, nota-se na Figura 4.18(b), no instante de maior magnitude de tensão do Caso de Referência, que o perfil de tensão com a regulação *LDC* é mais elevado do que antes (Figura 4.18(a)), ou seja, ocorrem mais sobretensões devido à geração solar fotovoltaica. Por fim, o perfil de tensão de ambos os casos é bastante semelhante no instante de menor magnitude de tensão (Figura 4.19). Isto se confirma nos valores bem parecidos das respectivas compensações das violações por tensão mínima.

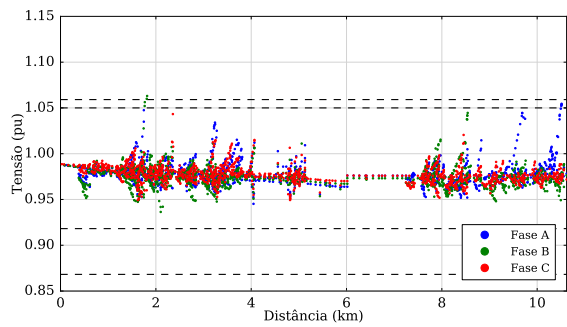


(a) Caso hVreg-OLTCvar-0,98.

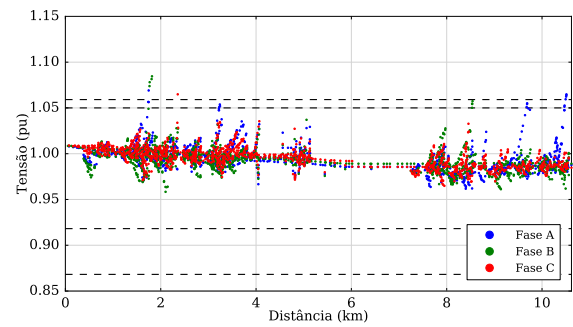


(b) Caso LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98.

Figura 4.17. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Aplicação do método de controle *LDC*.

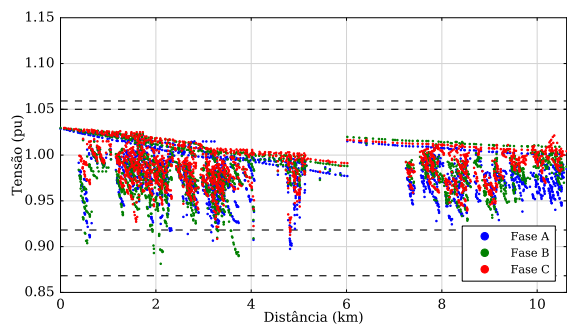


(a) Caso hVreg-OLTCvar-0,98.

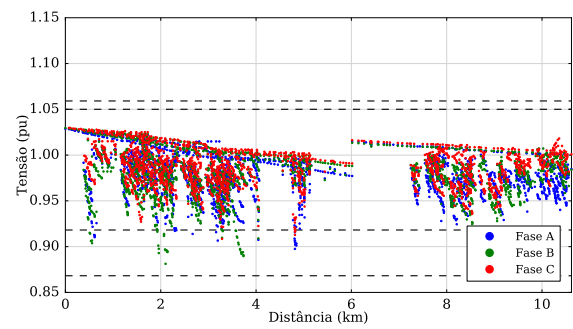


(b) Caso LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98.

Figura 4.18. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Aplicação do método de controle *LDC*.



(a) Caso hVreg-OLTCvar-0,98.



(b) Caso LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98.

Figura 4.19. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão – Aplicação do método de controle *LDC*.

4.3.2.1 Recomendações Gerais

A análise dos resultados obtidos nas simulações discutidas previamente nesta seção permite o apontamento de recomendações gerais quando o sistema de controle de tensão opera com o método de controle *LDC*. Dessa maneira, é possível elencá-las, como segue:

- A escolha do centro de carga de regulação, ou até mesmo, um conjunto de centros de carga, é relativamente arbitrária. No entanto, a correspondente determinação do ajuste da tensão de referência do regulador deve ser coerente com a localização da barra em relação ao regulador. Por certo, deve-se estabelecer um compromisso entre esses quesitos:
 - ❖ Centros de carga próximos ao regulador demandam ajustes elevados de tensão de referência, pois evitam que no final do circuito ocorram subtensões;
 - ❖ Centros de carga distantes do regulador demandam ajustes reduzidos, para que não ocorram sobretensões no início do circuito;

- ❖ Um conjunto de centros de carga demanda um ajuste de compromisso, que busque equilibrar a heterogeneidade que existir entre os alimentadores do sistema, seja ela de ordem elétrica, topológica ou de carregamento.

A fim de ilustrar o impacto causado por uma escolha inadequada desses quesitos, a Figura 4.20 mostra o perfil de tensão do caso LDC-ABB-AL4-L-OLTCvar-0,99 às 21h02min00s. Nesse contexto, um ajuste elevado da tensão de referência com a intenção de regular um centro de carga distante da subestação, faz com que ocorram violações da tensão máxima na rede primária (1,05 pu para média tensão). Verifica-se que as sobretensões acontecem em todos os alimentadores do circuito a uma distância de até 2 km da subestação. Efetivamente, a concessionária não incorre em compensação devido a esse fenômeno, pois não há UCs conectadas nessa região. No entanto, caso alguma conexão seja solicitada, os ajustes do sistema de controle com *LDC* devem ser reestabelecidos para evitar que as futuras UCs operem com tensões fora dos limites normativos adequados.

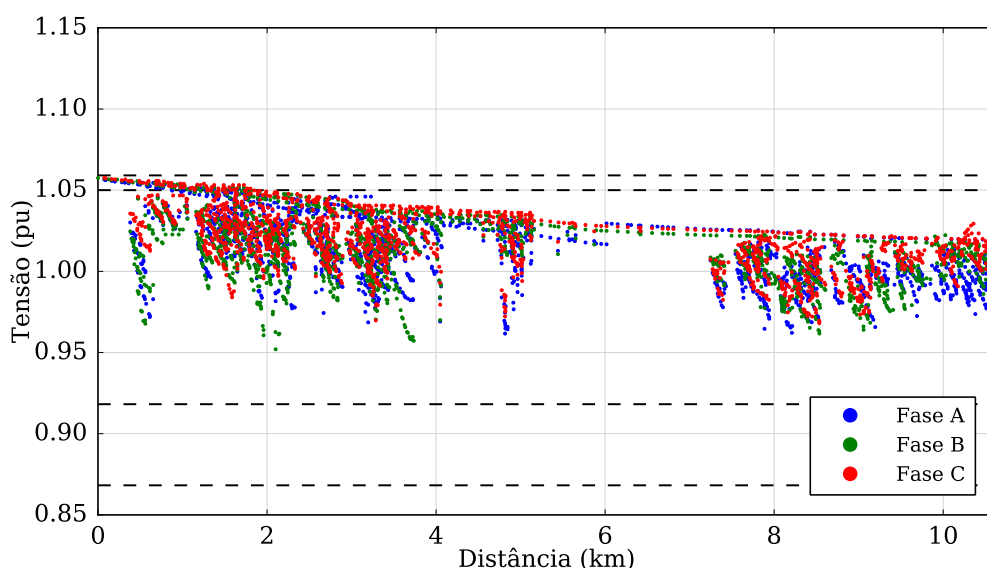


Figura 4.20. Perfil de tensão do circuito completo na ocorrência de violações dos limites normativos de tensão máxima na rede primária (21h02min00s) – Caso LDC-ABB-AL4-L-OLTCvar-0,99.

- Uma vez determinado o centro de carga a ser regulado, devem ser calculados os parâmetros R e X do regulador com *LDC*. Dois métodos foram avaliados: (i) ABB, que busca equilibrar o perfil de tensão de alimentadores heterogêneos e (ii) PROP, que tem o foco em alimentadores com carregamentos desiguais. Ao comparar os resultados obtidos por eles, para casos equivalentes, constatou-se que o desempenho do sistema de controle de tensão foi melhor com os parâmetros dados pelo método ABB. Isto está de acordo com as particularidades do sistema estudado, uma vez que as características topológicas e

elétricas dos quatro alimentadores são bastante variadas, enquanto o carregamento médio de cada um é semelhante. Caso a diferença entre o carregamento dos alimentadores fosse maior, é possível que o método PROP alcançasse um desempenho melhor do que o método ABB;

- Quando o regulador com controle *LDC* opera reduzindo a tensão de referência durante o pico de geração solar (modo *OLTCvar*) torna-se possível atingir um desempenho ainda mais expressivo do que no modo de operação com ajuste fixo da tensão de referência (modo *OLTCfixo*). Entretanto, na hipótese de não ser possível atribuir dois ajustes de tensão de referência ao regulador com *LDC*, a solução com melhor desempenho no modo *OLTCfixo*, caso *LDC-ABB-COMB-PL-OLTCfixo-1,00*, é bastante satisfatória, sendo 36,11% mais barata que o caso equivalente com o método de controle clássico, *hVreg-OLTCfixo-0,98*. A Tabela 4.22 traz a comparação dos Fatores de Desempenho dos referidos casos.

Tabela 4.22. Fatores de Desempenho: Comparação entre os métodos de controle clássico e controle *LDC* em casos de ajuste fixo da tensão de referência do regulador da subestação.

| Fator de Desempenho | Método de Controle Clássico (caso <i>hVreg-OLTCfixo-0,98</i>) | Método de Controle <i>LDC</i> (caso <i>LDC-ABB-COMB-PL-OLTCfixo-1,00</i>) |
|---|--|--|
| Atuações do regulador da subestação (<i>OLTC</i>) | 3 | 6 |
| Atuações do regulador de linha (<i>RL</i>) | 64 | 58 |
| UCs com sobretensão | 114 | 50 |
| UCs com subtensão | 85 | 137 |
| Custo das Atuações dos Reguladores | R\$ 684,00 | R\$ 738,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Máxima | R\$ 2.725,36 | R\$ 1.009,90 |
| Compensação das Violações de Tensão Mínima | R\$ 405,12 | R\$ 689,36 |
| Custo Total | R\$ 3.814,48 | R\$ 2.437,26 |

Nessa perspectiva, o caso que alcançou o melhor desempenho com o método de controle *LDC* até então é denominado *LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98*. Em resumo, suas características são:

- **Método de cálculo dos parâmetros R e X:** ABB;
- **Localização do centro de carga:** combinação das barras mais distantes da subestação nos alimentadores AL2 e AL4 (*COMB-LL*);
- **Modo de operação do *OLTC*:** com ajuste variável da tensão de referência no valor mais baixo dentre os simulados (cenário *OLTCvar-0,98*).

De modo análogo ao realizado na subseção 4.2.5, busca-se verificar o impacto de diferentes combinações de largura de banda dos reguladores e do fator de potência dos geradores solares fotovoltaicos sobre o desempenho do sistema de controle de tensão com

LDC. A partir do caso supracitado, LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98, foram simulados cinco novos cenários, cujos Fatores de Desempenho figuram na Tabela 4.23 e na Tabela 4.24. Basicamente, os valores escolhidos para tais parâmetros são os mesmos já explorados previamente, pois atingiram os melhores resultados nos respectivos Estudos de Sensibilidade: (0,020, 0,025) e (0,015, 0,025), além do original (0,020, 0,020) para a largura de banda dos reguladores; unitário e 0,95 indutivo para o fator de potência dos FVs.

Tabela 4.23. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos reguladores e UCs com violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle *LDC*.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do <i>RL</i> | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|-------------------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98 | 12 | 39 | 43 | 84 |
| LDC-Recom-(0,020, 0,025)-1,00 | 12 | 28 | 41 | 85 |
| LDC-Recom-(0,015, 0,025)-1,00 | 15 | 24 | 41 | 54 |
| LDC-Recom-(0,020, 0,020)-0,95 | 10 | 41 | 15 | 84 |
| LDC-Recom-(0,020, 0,025)-0,95 | 10 | 30 | 11 | 85 |
| LDC-Recom-(0,015, 0,025)-0,95 | 13 | 28 | 11 | 53 |

Tabela 4.24. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos reguladores e da compensação às UCs por violações de tensão – Determinação do Caso Recomendado com o método de controle *LDC*.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|-------------------------------|--------------------------------|--|--|--------------------|
| LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98 | 783,00 | 650,61 | 392,30 | 1.825,91 (-80,57%) |
| LDC-Recom-(0,020, 0,025)-1,00 | 684,00 | 834,87 | 393,90 | 1.912,76 (-79,65%) |
| LDC-Recom-(0,015, 0,025)-1,00 | 756,00 | 844,64 | 240,13 | 1.840,76 (-80,42%) |
| LDC-Recom-(0,020, 0,020)-0,95 | 729,00 | 238,13 | 393,50 | 1.360,62 (-85,52%) |
| LDC-Recom-(0,020, 0,025)-0,95 | 630,00 | 222,05 | 394,97 | 1.247,02 (-86,73%) |
| LDC-Recom-(0,015, 0,025)-0,95 | 720,00 | 226,84 | 240,49 | 1.187,32 (-87,37%) |

Percebe-se que a largura de banda (0,015, 0,025) produz o melhor desempenho dentre os casos com fator de potência tanto unitário, quanto 0,95 indutivo. De fato, o desempenho registrado com fator de potência unitário, caso LDC-Recom-(0,015, 0,025)-1,00 é equivalente ao anterior, LDC-ABB-COMB-LL-OLTCvar-0,98, com a largura de banda original de (0,020, 0,020). Entretanto, para o contexto com fator de potência 0,95 indutivo, o ganho no caso LDC-Recom-(0,015, 0,025)-0,95 foi expressivo, atingindo a ordem de 87,37%

em relação ao Caso de Referência e tendo um custo total R\$ 173,30 mais barato do que o obtido em LDC-Recom-(0,020, 0,020)-0,95 (-12,74%). De modo ilustrativo, a Figura 4.21 exibe o perfil de tensão das soluções destacadas no instante de maior magnitude de tensão do Caso de Referência (padrão para as comparações), enquanto a Figura 4.22 retrata-o no instante de menor magnitude de tensão. Por fim, a Figura 4.23 traz o perfil de atuação dos reguladores de tensão.

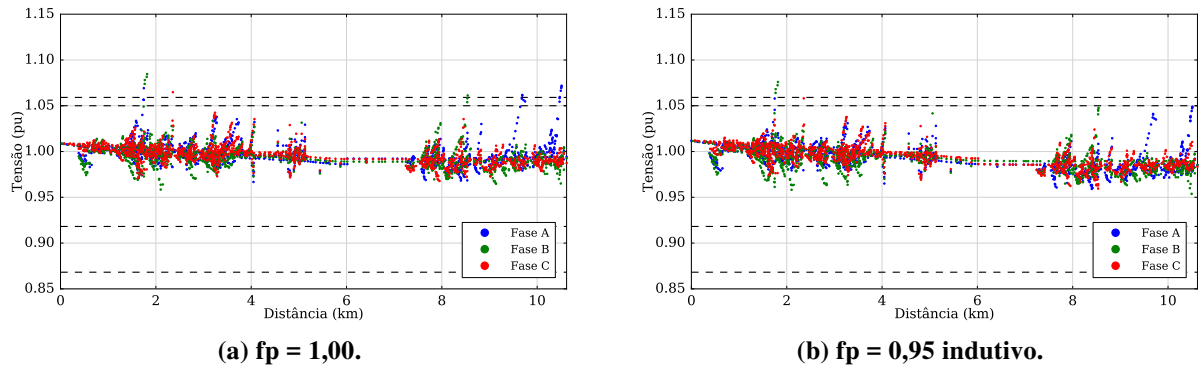


Figura 4.21. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle *LDC*.

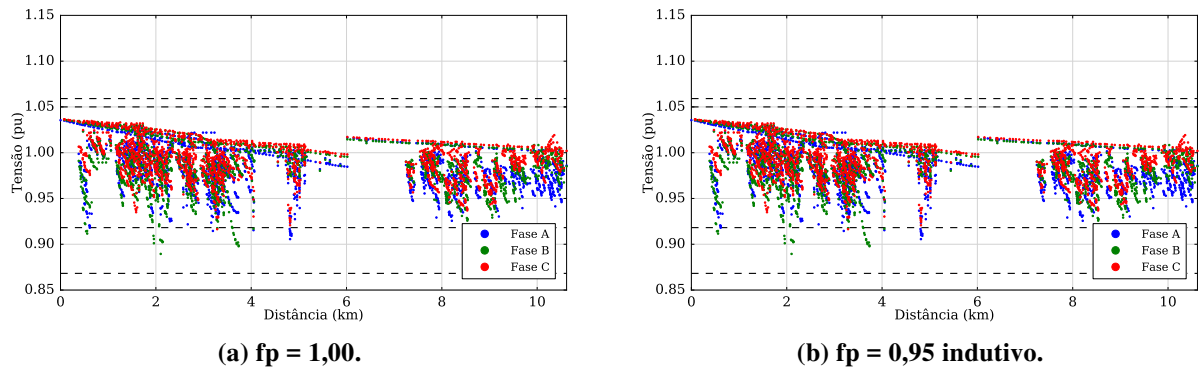


Figura 4.22. Perfil de tensão do circuito completo no instante de menor magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle *LDC*.

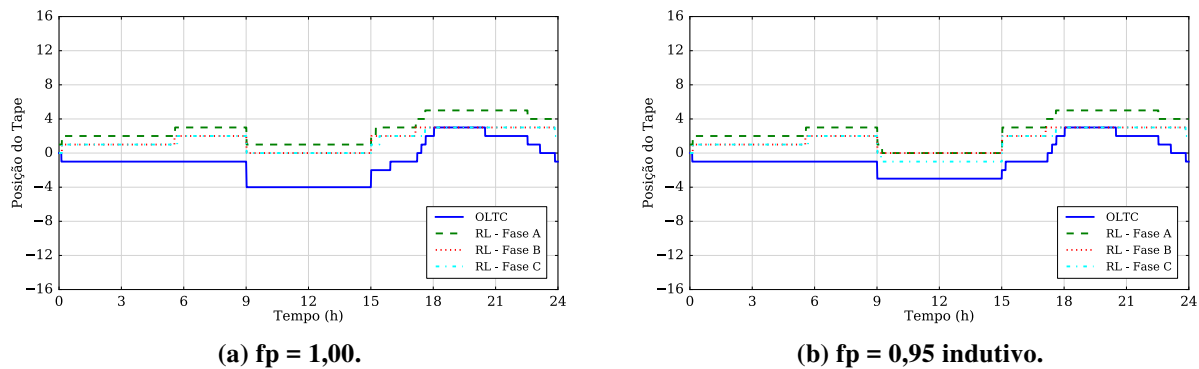


Figura 4.23. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com o método de controle *LDC*.

4.3.3 Considerações Acerca do Método de Controle *LDC*

A fim de aprimorar o desempenho do sistema de controle de tensão tradicional, explorou-se a aplicação do método de controle *LDC* nesta seção 4.3. A regulação com *LDC* mostrou-se capaz de atingir a mesma qualidade de desempenho que a estratégia proveniente das recomendações da subseção 4.2.5, sintetizada na Tabela 4.16. De modo geral, para ajustar o controle *LDC* de forma adequada, deve-se garantir um compromisso entre o centro de carga escolhido e o ajuste da tensão de referência do regulador. A solução recomendada busca regular uma combinação de centros de carga mais distantes da subestação nos alimentadores AL2 e AL4, com a tensão de referência assumindo dois ajustes: um valor intermediário ao longo do dia, que contém a queda de tensão do pico de carga e um valor reduzido durante o pico de geração solar fotovoltaica, que contrabalança a elevação de tensão provocada pelos FVs. Deste modo, a Tabela 4.25 resume os Fatores de Desempenho do Caso Recomendado com a aplicação do método de controle *LDC*.

Tabela 4.25. Fatores de Desempenho: Caso Recomendado com o método de controle *LDC*.

| Fator de Desempenho | LDC-Recom- (0,015, 0,025)-1,00 | LDC-Recom- (0,015, 0,025)-0,95 |
|---|---|---|
| Atuações do regulador da subestação (<i>OLTC</i>) | 15 | 13 |
| Atuações do regulador de linha (<i>RL</i>) | 24 | 28 |
| UCs com sobretensão | 41 | 11 |
| UCs com subtensão | 54 | 53 |
| Custo das Atuações dos Reguladores | R\$ 756,00 | R\$ 720,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Máxima | R\$ 844,64 | R\$ 226,84 |
| Compensação das Violações de Tensão Mínima | R\$ 240,13 | R\$ 240,49 |
| Custo Total | R\$ 1.840,77 | R\$ 1.187,33 |

4.4 Efeito do Chaveamento de Bancos de Capacitores

Nos estudos empreendidos nas três seções anteriores, os cinco bancos de capacitores presentes no sistema de distribuição foram considerados fixos, injetando a totalidade de sua potência reativa nominal na rede, conforme a descrição da subseção 3.1.3. Nesta seção, busca-se avaliar o efeito de controlar o chaveamento de três dos cinco bancos de capacitores disponíveis: um presente no alimentador AL2 e dois no AL4. Nesse sentido, a Tabela 4.26 expõe a nova configuração dos bancos de capacitores. Na sequência, a subseção 4.4.1 descreve os modos de controle aplicados aos bancos de capacitores chaveáveis. A subseção 4.4.2 apresenta os resultados obtidos, enquanto a subseção 4.4.3 conclui a análise com as devidas considerações.

Tabela 4.26. Características dos bancos de capacitores do sistema de distribuição estudado considerando o controle de seu chaveamento.

| Banco de Capacitores | Potência Reativa Nominal (kVAr) | Tipo de Conexão | Número de Unidades Trifásicas | Modo de Operação |
|----------------------|---------------------------------|-----------------|-------------------------------|------------------|
| BC-AL1 | 900 | Estrela Isolado | 2 (450 kVAr cada) | Fixo |
| BC-AL2 | 900 | Estrela Isolado | 2 (450 kVAr cada) | Chaveável |
| BC-AL3 | 900 | Estrela Isolado | 2 (450 kVAr cada) | Fixo |
| BC-AL4-1 | 1200 | Estrela Isolado | 2 (600 kVAr cada) | Chaveável |
| BC-AL4-2 | 300 | Estrela Isolado | 2 (150 kVAr cada) | Chaveável |

4.4.1 Modos de Controle dos Bancos de Capacitores Chaveáveis

Dois modos de controle foram considerados: por tempo e por tensão. Em ambos os casos, é necessário determinar a temporização de atuação dos bancos de capacitores em relação aos reguladores de tensão. De fato, o regulador da subestação *OLTC* tem a prioridade de atuação sobre o regulador de linha *RL*, pois $Delay_{OLTC} = 60$ s e $Delay_{RL} = 90$ s. Para não modificar a relação existente entre os reguladores, os três bancos de capacitores chaveáveis foram configurados com uma prioridade inferior e igual entre eles, i.e., $Delay_{BC} = 120$ s. A relação abaixo traz aspectos mais detalhados de cada um dos modos de controle aplicados aos bancos de capacitores chaveáveis.

1. **Modo de controle por tempo (MCT):** todos os bancos de capacitores chaveáveis injetam sua potência reativa nominal na rede ao longo do dia inteiro, exceto durante o intervalo Int_{12h} (9h-15h), quando são desligados;
2. **Modo de controle por tensão (MCV):** analogamente ao funcionamento dos reguladores, a operação dos bancos de capacitores chaveáveis no modo de controle por tensão é determinada por uma faixa de tensão desejada no ponto de conexão do respectivo banco. No caso dos reguladores, a faixa de operação foi especificada por uma tensão de referência (valor central da faixa) e uma largura de banda. Todavia, a faixa de operação também pode ser descrita pelos valores extremos (limites superior e inferior). Isto posto, na Tabela 4.27 constam os dois conjuntos de faixas de operação dos bancos de capacitores controlados por tensão. De modo detalhado, quando a tensão no ponto de conexão de um banco de capacitores ultrapassa o limite superior da faixa de operação, o controle aciona a retirada de uma unidade do banco em questão, para que a injeção de potência reativa diminua, reduzindo a magnitude de tensão ali observada. De modo similar, se a tensão está abaixo do limite inferior, o controle faz com que uma unidade do banco comute e passe a injetar potência reativa na rede, visando elevar a magnitude da tensão no ponto de conexão. Caso a tensão volte a sair da faixa de operação,

o funcionamento correspondente à região superior, ou inferior, se repete, até que não haja mais unidade disponível para ser comutada.

Tabela 4.27. Configurações do modo de controle por tensão dos bancos de capacitores.

| Banco de Capacitores | Faixas de Tensão de Operação: Limite Superior – Limite Inferior (pu) | |
|----------------------|---|-------------------|
| | Configuração MCV1 | Configuração MCV2 |
| BC-AL2 | 1,035-1,015 | 1,025-1,005 |
| BC-AL4-1 | 1,01-0,98 | 1,00-0,97 |
| BC-AL4-2 | 1,04-1,01 | 1,03-1,00 |

4.4.2 Resultados Obtidos com o Chaveamento dos Bancos de Capacitores

Na subseção 4.2.1, ao realizar o Estudo de Sensibilidade: Tensão de Referência dos Reguladores de Tensão, o caso Vreg-1,020-1,000 atingiu o melhor resultado naquele contexto por ter sido capaz de equilibrar a ocorrência de violações de tensão máxima e mínima. A fim de aprimorar seu desempenho, estima-se que o chaveamento dos bancos de capacitores possa contribuir com a redução do custo total. Dessa forma, nesta subseção, busca-se explorar tal recurso através dos modos de controle descritos na subseção 4.4.1. Do ponto de vista de nomenclatura, os casos simulados recebem o título de BC-Chav, seguidos do modo de controle utilizado (MCT, MCV1 ou MCV2). Os Fatores de Desempenho são exibidos na Tabela 4.28 e na Tabela 4.29, em que o menor custo total é destacado.

Tabela 4.28. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos equipamentos de controle e UCs com violações de tensão – Casos com chaveamento dos bancos de capacitores.

| Caso | Atuações do OLTC | Atuações do RL | Comutações dos bancos de capacitores | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|--------------------|------------------|----------------|--------------------------------------|---------------------|-------------------|
| Caso de Referência | 3 | 27 | 0 (modo fixo) | 390 | 85 |
| Vreg-1,020-1,000 | 4 | 31 | 0 (modo fixo) | 57 | 269 |
| BC-Chav-MCT | 4 | 53 | 12 | 42 | 269 |
| BC-Chav-MCV1 | 2 | 26 | 1 | 60 | 269 |
| BC-Chav-MCV2 | 1 | 23 | 4 | 56 | 267 |

Tabela 4.29. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos equipamentos de controle e da compensação às UCs por violações de tensão – Casos com chaveamento dos bancos de capacitores.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Comutações dos Bancos de Capacitores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|--------------------|---------------------------------------|---|---|---|--------------------------|
| Caso de Referência | 351,00 | 0,00 | 8.645,57 | 402,97 | 9.399,54 |
| Vreg-1,020-1,000 | 423,00 | 0,00 | 2.013,52 | 1.409,23 | 3.845,75 (-59,09%) |
| BC-Chav-MCT | 621,00 | 90,00 | 876,37 | 1.402,43 | 2.989,80 (-68,19%) |
| BC-Chav-MCV1 | 306,00 | 7,50 | 2.196,11 | 1.401,83 | 3.911,44 (-58,39%) |
| BC-Chav-MCV2 | 243,00 | 30,00 | 1.828,38 | 1.398,72 | 3.500,10 (-62,76%) |

De modo geral, a estratégia de chaveamento dos bancos de capacitores, através dos modos de controle utilizados, teve influência apenas sobre o pico de geração solar fotovoltaica, pois a ocorrência de subtensões manteve-se praticamente constante, assim como a compensação das violações por tensão mínima. As soluções do modo de controle por tensão, MCV1 e MCV2, não atingiram o objetivo esperado para esse recurso adicional do sistema. Nesses cenários, houve diminuição das atuações dos reguladores devido às comutações dos bancos de capacitores, que são mais baratas, reduzindo o custo referente aos equipamentos de controle. No entanto, a quantidade de UCs sofrendo com sobretensões permaneceu em um mesmo patamar, aumentando um pouco em MCV1 e diminuindo um pouco em MCV2. Por fim, apenas a solução do modo de controle por tempo, MCT, realmente reduziu a ocorrência de violações da tensão máxima, na ordem de 56,47% em relação ao caso Vreg-1,020-1,000. Apesar de haver um aumento no custo com os equipamentos de controle, tanto reguladores quanto bancos de capacitores, o custo total da solução BC-Chav-MCT foi 22,25% menor do que aquele do caso Vreg-1,020-1,000, além de o ser 68,19% em relação ao Caso de Referência.

Na mesma perspectiva do que foi realizado na subseção 4.2.5, avalia-se o ganho no desempenho do sistema de controle ao operar os reguladores de tensão com a melhor largura de banda dos Estudos de Sensibilidade, (0,020, 0,025), além do fator de potência 0,95 indutivo para os FVs. A Tabela 4.30 apresenta os Fatores de Desempenho dos casos denominados BC-Chav-MCT-LB (fp = 1,00) e BC-Chav-MCT-LB-fp (fp = 0,95 indutivo).

Tabela 4.30. Fatores de Desempenho: Caso Recomendado com chaveamento dos bancos de capacitores.

| Fator de Desempenho | BC-Chav-MCT-LB | BC-Chav-MCT-LB-fp |
|---|-----------------------|--------------------------|
| Atuações do regulador da subestação (<i>OLTC</i>) | 4 | 6 |
| Atuações do regulador de linha (<i>RL</i>) | 45 | 41 |
| Comutações dos bancos de capacitores | 12 | 12 |
| UCs com sobretensão | 40 | 14 |
| UCs com subtensão | 280 | 280 |
| Custo das Atuações dos Reguladores | R\$ 549,00 | R\$ 585,00 |
| Custo das Comutações dos Bancos de Capacitores | R\$ 90,00 | R\$ 90,00 |
| Compensação das Violações de Tensão Máxima | R\$ 755,25 | R\$ 245,28 |
| Compensação das Violações de Tensão Mínima | R\$ 1.460,57 | R\$ 1.462,12 |
| Custo Total | R\$ 2.854,82 | R\$ 2.382,40 |

4.4.3 Considerações Acerca do Chaveamento de Bancos de Capacitores

Conforme a expectativa decorrente das considerações discutidas na subseção 4.2.6, o chaveamento de bancos de capacitores é viável para aprimorar o desempenho do sistema de controle de tensão quando os reguladores operam com um único ajuste de tensão de referência. Por certo, tal ajuste consiste em um valor intermediário para que haja equilíbrio entre a ocorrência de violações de tensão máxima e mínima. Mediante o modo de controle por tempo dos bancos de capacitores, a retirada de potência reativa durante o pico de geração solar fotovoltaica faz com que a elevação do perfil de tensão seja limitada, diminuindo as sobretensões e a respectiva compensação aos consumidores. No entanto, o comportamento do sistema é o mesmo no horário de pico de carga, não havendo mudança nas violações de tensão mínima.

Por seu turno, os modos de controle por tensão simulados buscaram atenuar o custo total substituindo a atuação dos reguladores pela comutação dos bancos, por ser mais barata. Todavia, o efeito dessa troca sobre as violações de tensão foi mínimo, tanto no pico de carga quanto no pico de geração solar fotovoltaica. Outro fator relevante a ser avaliado ao utilizar os bancos de capacitores no controle de tensão do sistema é o fenômeno transitório resultante da comutação de suas unidades. Tal perturbação pode se tornar um inconveniente para aplicar esta estratégia caso o número de comutações exigidas cresça demasiadamente.

Por fim, o desempenho do modo de controle por tempo foi aprimorado com o ajuste de largura de banda de melhor desempenho no respectivo Estudo de Sensibilidade. Novamente, a eventual operação dos FVs com fator de potência indutivo pode conter ainda mais a elevação do perfil de tensão, reduzindo a ocorrência de sobretensões no sistema.

4.5 Impacto da Conexão de Minigeração Distribuída

Em todos os estudos empreendidos até a seção 4.4, a geração solar fotovoltaica esteve conectada apenas nas redes de baixa tensão do sistema estudado. Tratava-se, portanto, de microgeração distribuída. Nesta seção, o objetivo é acrescentar minigeradores na rede, com interesse em verificar o impacto da minigeração distribuída sobre o desempenho do sistema de controle de tensão operando com métodos já avaliados. Nesse sentido, a Figura 4.24 mostra novamente o esquemático do circuito, porém com a inclusão dos pontos (unidades consumidoras) onde são conectados os minigeradores, destacados com losangos roxos.

Basicamente, há dois tipos de UCs que recebem os minigeradores: um centro comercial de grande porte e cargas industriais, de médio e grande porte (fábricas e mercados atacadistas). O centro comercial está conectado nos alimentadores AL1 e AL3, enquanto as outras cargas estão distribuídas tanto no AL2, quanto no AL4. Dessa maneira, há minigeradores em todos os quatro alimentadores presentes no circuito. No que está relacionado à potência de geração solar fotovoltaica, a potência nominal de cada FV corresponde a 50% da demanda nominal da respectiva UC. Assim como previamente, todos os FVs operam com fator de potência unitário. De forma detalhada, a Tabela 4.31 apresenta os dados da minigeração inserida no sistema. Destaca-se o fato de que a demanda nominal total do centro comercial é repartida entre os dois alimentadores em que está conectado. A potência nominal total dos FVs vale 5,16 MW, que corresponde a 38,62% da demanda média da subestação no Caso Sem FVs (Tabela 3.4).

Tabela 4.31. Dados da minigeração solar fotovoltaica inserida no sistema de distribuição.

| Unidade Consumidora | Alimentador | Distância da Subestação (km) | Demanda Nominal da UC (kW) | Potência Nominal do FV (kW) |
|---------------------|---------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Centro Comercial | AL1 | 1,73 | 4.077 | 2.038,5 |
| Centro Comercial | AL3 | 1,73 | 2.830 | 1.415 |
| UC-MT-1 | AL2 | 3,51 | 814 | 407 |
| UC-MT-2 | AL2 | 4,90 | 154 | 77 |
| UC-MT-3 | AL2 | 4,62 | 211 | 105,5 |
| UC-MT-4 | AL4 (a montante de RL) | 5,44 | 442 | 221 |
| UC-MT-5 | AL4 (a montante de RL) | 5,65 | 316 | 158 |
| UC-MT-6 | AL4 (a montante de RL) | 5,87 | 1.096 | 548 |
| UC-MT-7 | AL4 (a jusante de RL) | 6,42 | 237 | 118,5 |
| UC-MT-8 | AL4 (a montante de RL) | 3,15 | 134 | 67 |

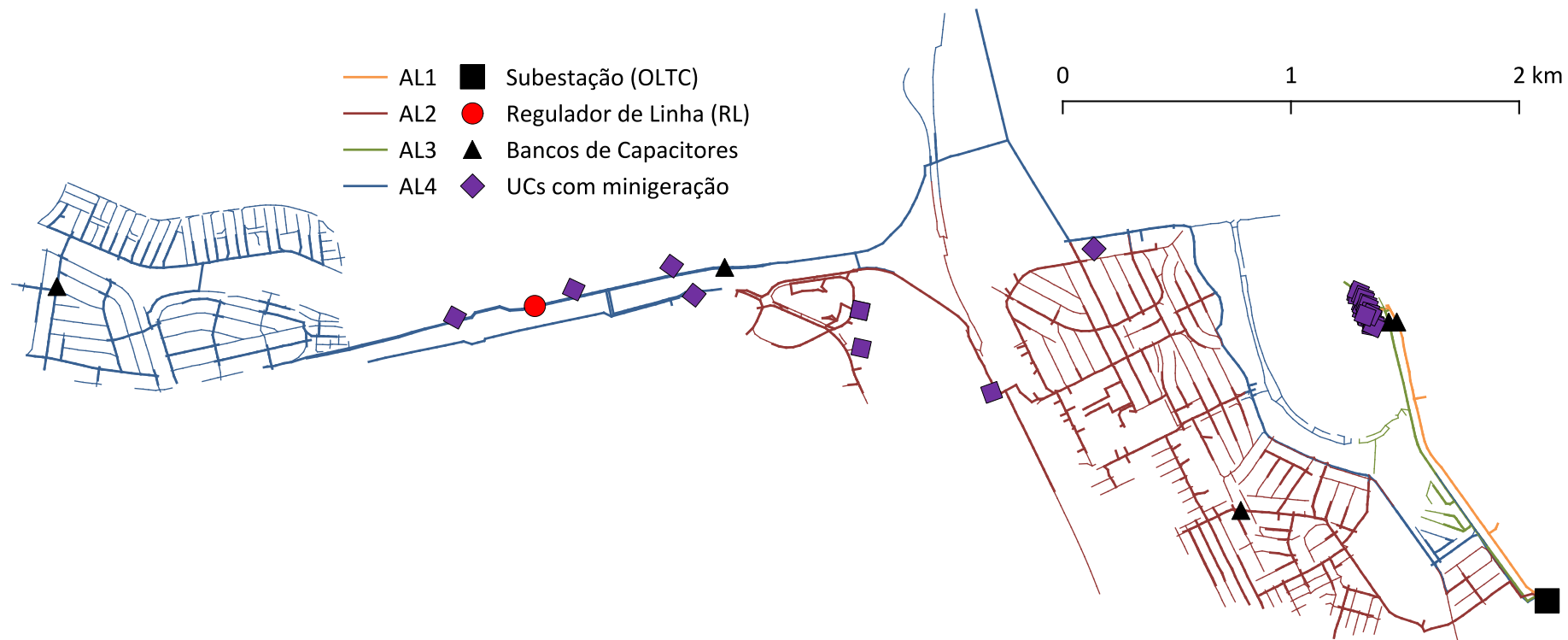


Figura 4.24. Esquemático do sistema de distribuição estudado com destaque para as unidades consumidoras com minigeração solar fotovoltaica.

4.5.1 Resultados Obtidos com a Presença de Minigeração Distribuída

Ao incluir os minigeradores descritos pela Tabela 4.31 no sistema de distribuição estudado, algumas configurações de controle de tensão, exploradas nas seções precedentes, foram simuladas novamente. Esta subseção visa sintetizar os resultados obtidos, destacando o impacto que a presença da minigeração distribuída implica ao sistema de controle de tensão. Com efeito, os seguintes casos foram repetidos¹³:

- **Caso Recomendado com o método de controle clássico:** decorrente das conclusões dos Estudos de Sensibilidade, presentes na subseção 4.2.6 e resumidas na Tabela 4.16;
- **Caso Recomendado com o método de controle *LDC*:** consiste no caso de melhor desempenho com *LDC*, descrito na subseção 4.3.3, cujos Fatores de Desempenho constam na Tabela 4.25;
- **Caso Recomendado com chaveamento dos bancos de capacitores:** os resultados dessa configuração são apresentados na Tabela 4.30 (subseção 4.4.2).

De modo a comparar os casos simulados com e sem a presença de minigeradores, a Tabela 4.32 e a Tabela 4.33 exibem os respectivos Fatores de Desempenho. Ressalta-se que a variação percentual do custo total considerada é entre os casos equivalentes e não mais em relação unicamente ao Caso de Referência.

Tabela 4.32. Fatores de Desempenho: Quantidade de atuações dos equipamentos de controle e UCs com violações de tensão – Avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica.

| Caso | Atuações do <i>OLTC</i> | Atuações do <i>RL</i> | Comutações dos bancos de capacitores | UCs com sobretensão | UCs com subtensão |
|---------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------------|---------------------|-------------------|
| Recom-Clássico | 17 | 40 | 0 (modo fixo) | 54 | 85 |
| Mini-Recom-Clássico | 19 | 56 | 0 (modo fixo) | 56 | 87 |
| Recom-LDC | 15 | 24 | 0 (modo fixo) | 41 | 54 |
| Mini-Recom-LDC | 19 | 28 | 0 (modo fixo) | 35 | 54 |
| Recom-BC-Chav | 4 | 45 | 12 | 40 | 280 |
| Mini-Recom-BC-Chav | 6 | 37 | 12 | 51 | 280 |

¹³ Salienta-se que apenas os casos recomendados com FVs com fator de potência unitário são abordados, uma vez que as conclusões da análise comparativa empreendida são as mesmas. Deveras, esta tende a ser, na prática, a natureza da operação dos geradores solares fotovoltaicos.

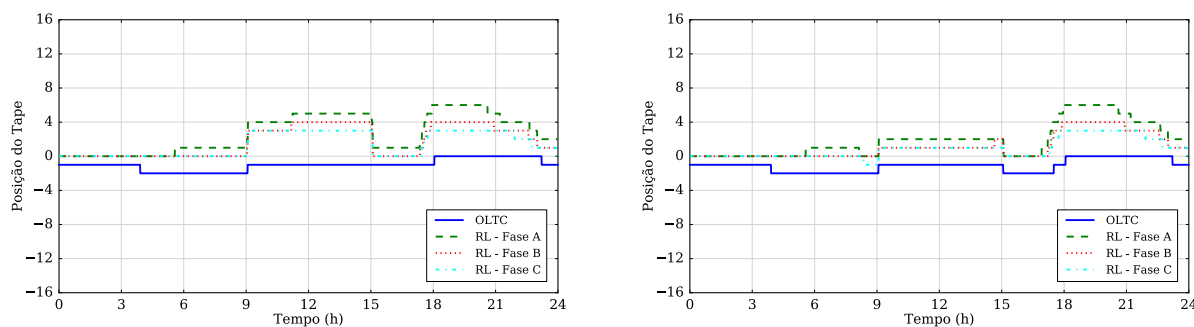
Tabela 4.33. Fatores de Desempenho: Custo das atuações dos equipamentos de controle e da compensação às UCs por violações de tensão – Avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica.

| Caso | Atuações dos Reguladores (R\$) | Comutações dos Bancos de Capacitores (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Máxima (R\$) | Compensação das Violações de Tensão Mínima (R\$) | Custo Total (R\$) |
|---------------------|--------------------------------|--|--|--|--------------------|
| Recom-Clássico | 972,00 | 0,00 | 390,15 | 405,60 | 1.767,75 |
| Mini-Recom-Clássico | 1.188,00 | 0,00 | 449,22 | 406,87 | 2.044,09 (+15,63%) |
| Recom-LDC | 756,00 | 0,00 | 844,64 | 240,13 | 1.840,77 |
| Mini-Recom-LDC | 936,00 | 0,00 | 512,98 | 241,55 | 1.690,53 (-8,16%) |
| Recom-BC-Chav | 549,00 | 90,00 | 755,25 | 1.460,57 | 2.854,82 |
| Mini-Recom-BC-Chav | 549,00 | 90,00 | 1.196,25 | 1.465,25 | 3.300,50 (+15,61%) |

O comportamento de cada configuração do sistema de controle de tensão perante a presença de minigeração distribuída é distinto. Primeiramente, o método de controle clássico, no caso Mini-Recom-Clássico, busca conter a elevação de tensão provocada pelos fluxos de potência inseridos pelos minigeradores na rede primária com o aumento das comutações dos reguladores de tensão. Durante o pico de geração solar, os reguladores operam sob um ajuste de tensão de referência baixo, justamente para contrapor o aumento da tensão devido aos FVs. Apesar de as sobretensões terem ocorrido em apenas mais 2 UCs, o custo com as atuações dos reguladores cresceu bastante, elevando o custo total em 15,63%.

Por sua vez, o método de controle baseado no chaveamento dos bancos de capacitores não foi capaz de evitar o impacto causado pela minigeração distribuída. O perfil de atuação dos reguladores é mostrado na Figura 4.25. Com a saída dos bancos de capacitores entre 9h e 15h, o regulador de tensão de linha compensa a diminuição de potência reativa na rede aumentando os seus tapes nesse intervalo, conforme constatado na Figura 4.25(a). Já com a presença de minigeração (Figura 4.25(b)), o RL aumenta menos os tapes, pois procura conter a elevação de tensão adicional provocada pela minigeração. No entanto, a atuação do *OLTC* é semelhante ao caso anterior. Isso acontece por duas razões: a minigeração solar do centro comercial reduz a demanda da carga vista pela subestação, apenas tornando o perfil de tensão mais plano ao longo dos alimentadores expressos (AL1 e AL3); já os outros minigeradores estão distribuídos em diversos pontos dos alimentadores AL2 e AL4. Por conseguinte, o efeito produzido pela minigeração sobre o perfil de tensão da subestação, para essa configuração do sistema de controle de tensão, é moderado. Além disso, os bancos de capacitores são controlados por tempo, então seu perfil de comutações é

constante, ou seja, é independente da tensão observada na barra de conexão, não provendo recursos de controle adicionais frente à presença de minigeração solar fotovoltaica. Consequentemente, essa estratégia de controle não impede que ocorram novas violações de tensão máxima no circuito, degradando o desempenho do sistema de controle.



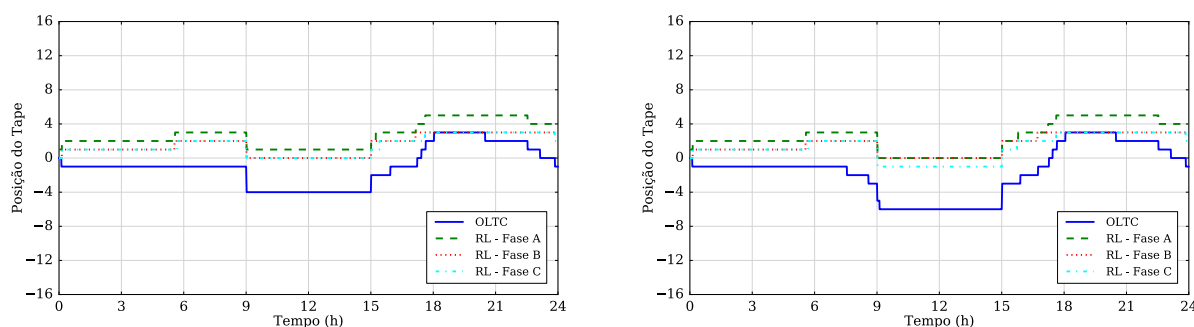
(a) Caso sem minigeração solar fotovoltaica.

(b) Caso com minigeração solar fotovoltaica.

Figura 4.25. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com chaveamento dos bancos de capacitores (avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica).

Por fim, o desempenho do sistema de controle de tensão foi aprimorado pelo método de controle *LDC*. De fato, os fluxos de potência inseridos pelos minigeradores em regiões distantes da subestação fazem com que a corrente medida no início do circuito diminua. Com isso, o regulador com *LDC* enxerga tensões maiores na barra controlada (remota), uma vez que a queda de tensão calculada em sua impedância (parâmetros *R* e *X*) é menor. Logo, a atuação do controle *LDC* visa restringir ainda mais o perfil de tensão durante o pico de geração solar fotovoltaica. Esse fenômeno é ilustrado na Figura 4.26. O efeito causado pela minigeração em pontos distantes da subestação é tão importante, que o tape do *OLTC* começa a ser reduzido por volta de 8h, 1 hora antes do início de Int_{12h} , intervalo em que os reguladores operam sob um segundo ajuste de tensão de referência.

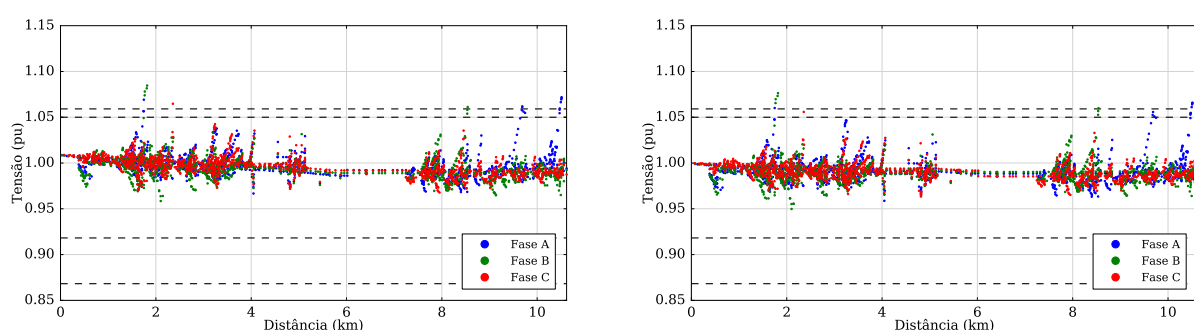
Do ponto de vista dos custos do caso Mini-Recom-LDC, percebe-se que o maior número de atuações dos reguladores gerou um aumento menor do que o ganho referente à limitação das violações de tensão máxima. Percebe-se, na Figura 4.27(b), que com a presença de minigeração, o perfil de tensão é menor do que previamente (Figura 4.27(a)). Realmente, tal configuração reduziu o custo total em 8,16%.



(a) Caso sem minigeração solar fotovoltaica.

(b) Caso com minigeração solar fotovoltaica.

Figura 4.26. Perfil de atuação dos reguladores de tensão – Caso Recomendado com o método de controle *LDC* (avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica).



(a) Caso sem minigeração solar fotovoltaica.

(b) Caso com minigeração solar fotovoltaica.

Figura 4.27. Perfil de tensão do circuito completo no instante de maior magnitude de tensão – Caso Recomendado com o método de controle *LDC* (avaliação do impacto da minigeração solar fotovoltaica).

A partir da análise dos casos anteriores, verificou-se que a presença de minigeração no sistema provocou elevação do perfil de tensão da rede primária. No entanto, tal incremento não foi suficiente para que fosse violado o limite normativo de 1,05 pu na média tensão (Tabela 3.6). De modo a observar esse fenômeno, a potência nominal dos minigeradores foi aumentada para três vezes o valor da demanda nominal das cargas. Isto foi realizado para todos os FVs, exceto aqueles do centro comercial. Tal escolha é necessária para que a potência nominal total nessa UC não ultrapasse o valor máximo de 5 MW dado pela definição de minigeração segundo a Resolução Normativa nº 687 da ANEEL [2]. A Tabela 4.34 mostra os dados dos minigeradores com a potência nominal atualizada.

Para verificar o referido fenômeno, o sistema de controle foi configurado segundo o Caso Recomendado do método clássico, conforme previamente realizado nesta subseção. Então, a Figura 4.28 mostra o perfil de tensão às 8h59min30s, quando se observa um trecho de quase 3 km de violações na rede primária do alimentador AL4. Ressalta-se que essa simulação é ilustrativa de um fenômeno possível nos sistemas de distribuição com a presença

de minigeração. No entanto, o nível de geração utilizado é improvável de ocorrer na realidade prática do circuito simulado.

Tabela 4.34. Dados atualizados da minigeração solar fotovoltaica inserida no sistema de distribuição – Atualização para verificar violações dos limites normativos de tensão máxima na rede primária.

| Unidade Consumidora | Alimentador | Distância da Subestação (km) | Demanda Nominal da UC (kW) | Potência Nominal do FV (kW) |
|---------------------|---------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Centro Comercial | AL1 | 1,71 | 4.077 | 2.038,5 |
| Centro Comercial | AL3 | 1,71 | 2.830 | 1.415 |
| UC-MT-1 | AL2 | 3,51 | 814 | 2.442 |
| UC-MT-2 | AL2 | 4,90 | 154 | 462 |
| UC-MT-3 | AL2 | 4,62 | 211 | 633 |
| UC-MT-4 | AL4 (a montante de RL) | 5,44 | 442 | 1.326 |
| UC-MT-5 | AL4 (a montante de RL) | 5,65 | 316 | 948 |
| UC-MT-6 | AL4 (a montante de RL) | 5,87 | 1.096 | 3.288 |
| UC-MT-7 | AL4 (a jusante de RL) | 6,42 | 237 | 711 |
| UC-MT-8 | AL4 (a montante de RL) | 3,15 | 134 | 402 |

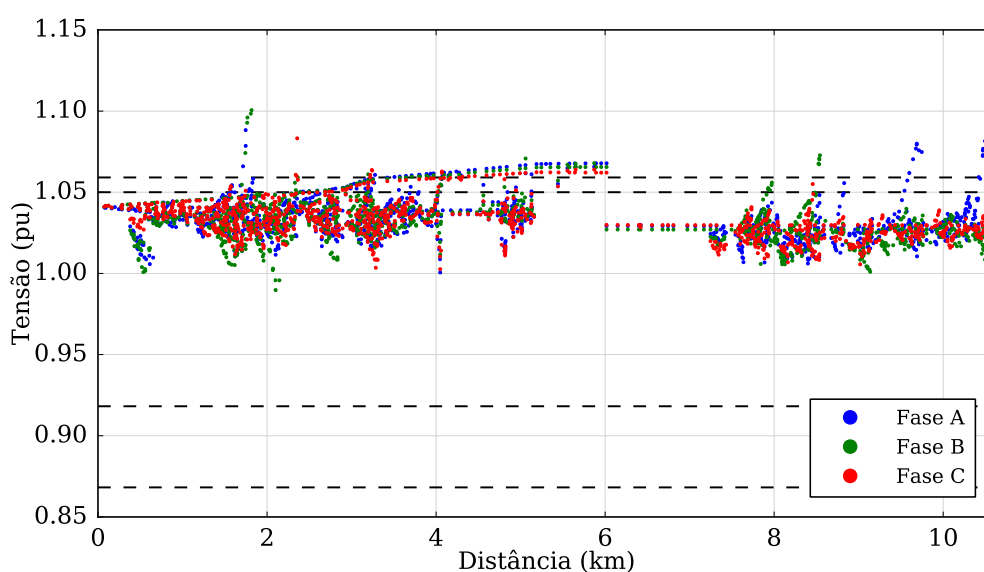


Figura 4.28. Perfil de tensão do circuito completo na ocorrência de violações dos limites normativos de tensão máxima na rede primária (8h59min30s) – Caso Recomendado com o método de controle clássico na presença de minigeração solar fotovoltaica (dados atualizados).

4.5.2 Considerações Acerca do Impacto da Conexão de Minigeração Distribuída

Os estudos empreendidos nesta seção 4.5 indicam que o impacto da conexão de minigeração distribuída sobre o sistema de controle de tensão é mais severo do que o decorrente da microgeração. De fato, a elevação no perfil de tensão proveniente dos fluxos de potência da microgeração restringe-se às redes secundárias. Por sua vez, a potência injetada por minigeradores na rede primária afeta o perfil de tensão dos reguladores, tanto do regulador de linha, quanto da subestação, produzindo impacto em todos os alimentadores.

Do ponto de vista dos métodos de controle de tensão avaliados, tanto o método clássico quanto o método *LDC* é capaz de conter as sobretensões adicionais provenientes da minigeração. O aspecto que favorece um método ou o outro é a localização dos minigeradores. Nos casos simulados, os FVs estão conectados em regiões da rede primária distantes da subestação, circunstância em que o controle *LDC* se adapta melhor. Caso os minigeradores fossem instalados em regiões mais próximas à subestação, o *OLTC* teria uma maior capacidade de perceber as variações no perfil de tensão com o controle clássico, produzindo comutações de tape mais efetivas do que o observado previamente. Afinal, o controle por tempo do chaveamento dos bancos de capacitores não dá flexibilidade suficiente para que o sistema de controle responda à elevação do perfil de tensão devido à minigeração.

4.6 Considerações Finais

Os resultados da análise de três metodologias de controle de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de micro e minigeração solar fotovoltaica foram apresentados neste capítulo 4. Trata-se dos métodos de controle: clássico, *LDC* e com chaveamento de bancos de capacitores, conforme descritos na Tabela 4.1. A comparação do desempenho de diferentes configurações e ajustes desses métodos, por meio dos Fatores de Desempenho, culminou nas seguintes conclusões:

- O impacto causado pela microgeração solar fotovoltaica no funcionamento do sistema de controle de tensão é modesto, uma vez que a elevação do perfil de tensão, ainda que expressiva, é restrita às redes secundárias do sistema de distribuição. Os equipamentos do sistema de controle presentes na rede primária, i.e., reguladores de tensão e bancos de capacitores, com sua configuração atual, não percebem o fenômeno que acontece nas redes de baixa tensão;

- No que concerne aos reguladores de tensão, a estratégia mais promissora para contrapor a limitação do sistema de controle discutida acima consiste na inclusão de um segundo ajuste da tensão de referência em um intervalo em torno do pico de geração solar. Com essa tática, o ajuste atual, adequado para regular o perfil de tensão primordialmente durante o pico de carga, permanece ativo no restante do dia. Enquanto isso, o novo ajuste, aplicado em torno de 12h, deve ser em uma tensão de referência mais baixa, para reduzir o perfil de tensão em razão da esperada elevação provocada pela geração distribuída;
- Os três métodos de controle avaliados são aptos a aperfeiçoar o desempenho do sistema de controle de tensão em sua configuração atual, avaliada no Caso de Referência. De forma geral, o enfoque do método de controle clássico é reduzir significativamente as violações de tensão máxima, sem necessariamente modificar a ocorrência de subtensões. Para isso, ele exige mais atuações dos reguladores de tensão durante o pico de geração solar. Por sua vez, o método de controle *LDC* visa limitar tanto as sobretensões quanto as subtensões, e ao produzir um perfil de tensão de menor excursão, demanda menos comutações dos reguladores. Finalmente, o chaveamento dos bancos de capacitores é um recurso adicional, especialmente durante o pico de geração solar, pois a retirada apropriada de potência reativa da rede auxilia a conter a elevação do perfil de tensão e minimiza o risco de sobretensões;
- Na perspectiva das concessionárias, as metodologias de controle abordadas são simples e de fácil implantação em um horizonte de tempo factível. Em contrapartida, soluções de controle mais sofisticadas demandariam alterações e investimentos consideráveis em infraestrutura (comunicação de dados e processamento de informações). Ainda que os custos mensais aqui obtidos sejam relativamente baixos, não solucionar o problema pode provocar consequências mais graves (e.g., multas por descumprimento de prazos estipulados pela agência regulatória ou processos judiciais por consumidores críticos);
- Os geradores solares fotovoltaicos devem predominantemente operar com fator de potência unitário, a fim de maximizar a geração de energia. No entanto, a operação com fator de potência indutivo é um mecanismo para aprimorar o desempenho do sistema de controle de tensão, uma vez que o consumo de potência reativa pelos geradores contribui na diminuição do perfil de tensão da rede. Em contrapartida, se os geradores solares funcionam com fator de potência capacitivo, podem colaborar para manter o fator de potência da subestação dentro de limites exigidos pela legislação vigente. Em um contexto de inserção de geração solar fotovoltaica em sistemas de distribuição, certamente, todos os agentes envolvidos (concessionárias, consumidores e agências regulatórias) têm interesse em compreender melhor tal interação e os eventuais desdobramentos técnicos e econômicos.

5 CONCLUSÕES

Atualmente, a elevada penetração de micro e minigeração solar fotovoltaica é o fator primordial de transformação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Por um lado, tais geradores, ao injetarem novos fluxos de potência na rede, elevam o perfil de tensão em regime permanente do sistema. Por outro lado, os sistemas de controle de tensão são projetados sob a premissa de que o fluxo de potência no circuito é unidirecional, o que não é assegurado com a presença de geradores distribuídos. Além do mais, a concessionária deve garantir que o perfil de tensão do sistema de distribuição permaneça dentro dos limites previstos por normas técnicas. Nessa conjuntura desafiadora, esta dissertação de mestrado analisou o desempenho de métodos de controle de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de micro e minigeração distribuída.

De forma a orientar o desenvolvimento do trabalho, duas questões fundamentais, por não terem soluções consolidadas nem na literatura nem na realidade das concessionárias, foram objeto de investigação, em suma:

- Em que medida o sistema de controle tradicional consegue conter a elevação do perfil de tensão em regime permanente provocada por geradores distribuídos, principalmente solares fotovoltaicos, de maneira que tal perfil permaneça dentro de limites normativos?

No caso do sistema de distribuição estudado – que se trata de um circuito real com quatro alimentadores heterogêneos, em termos de comprimento, tipo de carga e topologia, – e da configuração atual do sistema de controle de tensão (avaliada no Caso de Referência), a presença de geração solar fotovoltaica na rede acarretou a ocorrência de um grande número de violações de tensão máxima. De fato, a elevação no perfil de tensão provocada pela microgeração distribuída, de modo geral, é localizada nas redes secundárias e o sistema de controle de tensão, cujos equipamentos estão instalados na rede primária, não percebe esse evento. Isso se deve à impedância que interliga o ponto de conexão dos equipamentos à barra de conexão dos microgeradores, composta pelas linhas primárias e secundárias e, principalmente, pelo transformador de distribuição. Portanto, mesmo que a tensão na rede secundária ultrapasse o limite normativo, a respectiva variação na tensão nos terminais dos equipamentos do sistema de controle não é suficiente para promover sua atuação, que limitaria as violações. Por conta disso, o sistema de controle de tensão tradicional, em sua configuração atual, não se mostrou capaz de mitigar a elevação do perfil de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de geradores solares fotovoltaicos.

- Que modificações em ajustes do sistema de controle tradicional são necessárias para aprimorar seu desempenho?

Os resultados obtidos no conjunto de casos simulados, comparados entre si por Fatores de Desempenho propostos, permitiram estabelecer recomendações para ajustar parâmetros do sistema de controle de tensão a fim de aprimorar seu comportamento. Por certo, modificações simples são capazes de produzir ganhos econômicos de desempenho consideráveis (da ordem de 80%). Destaca-se a estratégia mais efetiva, a qual consiste em configurar os reguladores de tensão com dois ajustes de tensão de referência: um valor adaptado ao pico de geração solar, ativo durante um intervalo em torno de 12h e determinado pelas condições do sistema e nível de penetração de geradores solares e outro ajuste apropriado para o pico de carga, válido no restante do dia, que tende a ser o valor já praticado pela concessionária. Isto se aplica tanto ao controle de tensão clássico, quanto ao controle *LDC*. De modo detalhado, as considerações mencionadas ao final de cada seção do capítulo 4 exploram as devidas recomendações específicas a cada metodologia de controle de tensão.

5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

As sugestões de trabalhos futuros podem ser divididas em dois grupos, a saber:

1. Repetição das simulações realizadas nesta dissertação em outros cenários:
 - Sistemas de distribuição com características distintas, tais como:
 - ❖ Circuitos mais longos;
 - ❖ Menor nível de curto-circuito e maior impedância das linhas;
 - ❖ Alimentadores mais homogêneos entre si (menos desiguais).
 - Modelos dos elementos do sistema:
 - ❖ Regulador de tensão de linha com outras conexões, como delta aberto;
 - ❖ Geradores solares fotovoltaicos: atribuição de curvas de geração que considerem a intermitência proveniente de passagem de nuvens ou de deposição de folhas;
 - ❖ Cargas: modelo no fluxo de carga, tanto corrente quanto impedância constante.
 - Horizontes de simulação:
 - ❖ Períodos mais longos de planejamento para avaliar curvas de carga diferentes e eventuais sazonalidades, como a tarifa branca.
 - Aprimoramento da coordenação entre reguladores de tensão e bancos de capacitores.

2. Análise do desempenho do sistema de controle de tensão configurado com métodos de controle decorrentes da classificação desenvolvida na seção 2.2. De modo geral, para todos os tipos de controle (localizado, descentralizado e centralizado), é possível explorar as seguintes estratégias:
 - Compensação de potência reativa por parte dos geradores solares fotovoltaicos;
 - Limitação de geração de potência ativa;
 - Integração de sistemas de armazenamento de energia aos geradores distribuídos;
 - Controle coordenado de combinações das táticas anteriores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, “Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012,” [On-line]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [2] ANEEL, “Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015,” [On-line]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [3] International Energy Agency (IEA), “Renewable Energy,” [On-line]. Disponível em: <<https://www.iea.org/about/faqs/renewableenergy/>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [4] European Commission, “PV Status Report 2016,” [On-line]. Disponível em: <<http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC103426/ldna28159enn.pdf>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [5] Solar Power Europe, *Global Market Outlook for Solar Power 2016-2020*. Bruxelas, Bélgica, 2016.
- [6] CEPEL, “Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000,” [On-line]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acessado em: Jan., 2017.
- [7] INPE, “Atlas Brasileiro de Energia Solar,” [On-line]. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acessado em: Jan., 2017.
- [8] BlueSol Energia Solar, “Isenção de ICMS para Energia Solar,” [On-line]. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/infografico-isencao-de-icms-para-energia-solar>>. Acessado em: Abr., 2017.
- [9] ANEEL, “Unidades consumidoras com geração distribuída do tipo UFV,” [On-line]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte_detalhe.asp?Tipo=12>. Acessado em: Jan., 2017.
- [10] Electric Power Research Institute (EPRI), “Integrating Smart Distributed Energy Resources with Distribution Management Systems,” [On-line]. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=0000000000001024360>>. Acessado em: Jan., 2017.

- [11] ApexBrasil, “Estudos projetam mercado de US\$ 18 bi para ‘smart grid’ em 2025,” [On-line]. Disponível em: <<http://www.abesco.com.br/pt/novidade/estudos-projetam-mercado-de-us-18-bi-para-smart-grid-em-2025/>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [12] P. Trichakis, P. C. Taylor, P. F. Lyons, e E R. Hair, “Predicting the Technical Impacts of High Levels of Small-Scale Embedded Generators on Low-Voltage Networks,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 4, pp. 249-262, 2008.
- [13] W. Freitas, J. C. M. Vieira Júnior, A. Morelato, L. C. P. da Silva, V. F. Costa, e F. A. B. Lemos, “Comparative Analysis between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 301-311, 2006.
- [14] C. L. Masters, “Voltage Rise: The Big Issue when Connecting Embedded Generation to Long 11 kV Overhead Lines,” *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, 2002.
- [15] H. M. Ayres, W. Freitas, M. C. de Almeida, e L. C. P. da Silva, “Method for Determining the Maximum Allowable Penetration Level of Distributed Generation without Steady-State Voltage Violations,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 4, pp. 495-508, 2010.
- [16] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8, Revisão 8,” [On-line]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19>. Acessado em: Jan., 2017.
- [17] European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), *EN 50160 – Voltage Characteristics of Electricity Supplied by public Distribution Systems*. Bruxelas, Bélgica, 2010.
- [18] New York State Public Service Commission, “New York State Standardized Interconnection Requirements and Application Process for new Distributed Generators 5 MW or less Connected in Parallel with Utility Distribution Systems,” *Relatório Técnico*. New York, NY, 2016.
- [19] T. Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, 2^a ed., CRC Press, 2008.
- [20] Working Group on Distributed Generation Integration, “Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.

- [21] N. Jenkins, J.B. Ekanayake, e G. Strbac, *Distributed Generation*, 1^a ed., Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2010.
- [22] Ricardo Torquato Borges, “Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa,” *Dissertação de Mestrado*, UNICAMP, 2014.
- [23] T. A. Short, *Electric Power Distribution Equipment and Systems*, CRC Press, 2006.
- [24] M. Thomson, e D. G. Infield, “Impact of Widespread Photovoltaics Generation on Distribution Systems,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 33-40, 2007.
- [25] R. Tonkoski, D. Turcotte, T. H. M. El-Fouly, “Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518-527, 2012.
- [26] PV Magazine, “Australia leads world in residential solar penetration,” [On-line]. Disponível em: <http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/australia-leads-world-in-residential-solar-penetration_100021291>. Acessado em: Jan., 2017.
- [27] The Australian, “Rooftop solar panels overloading electricity grid,” [On-line]. Disponível em: <<http://www.theaustralian.com.au/news/rooftop-solar-panels-overloading-electricity-grid/story-e6frg6n6-1226165360822>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [28] Australian Solar Institute, “Solar intermittency: Australia’s clean energy challenge,” [On-line]. Disponível em: <<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/solar-intermittency-australias-clean-energy-challenge/89-other-issues-reported-australian-industries>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [29] Utility Dive Magazine, “How SDG&E is dealing with high penetrations of rooftop solar,” [On-line]. Disponível em: <<http://www.utilitydive.com/news/how-sdge-is-dealing-with-high-penetrations-of-rooftop-solar/290227/>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [30] J. Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, e D. Geibel, “Time in The Sun – The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 11, no. 2, pp. 55-64, 2013.
- [31] Renewable Energy World, “Get connected: PV on the grid,” [On-line]. Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-11/issue-1/solar-energy/get-connected-pv-on-the-grid-51585.html>>. Acessado em: Jan., 2017.

- [32] A. Samadi, R. Eriksoon, L. Söder, B. G. Rawn, e J. C. Boemer, “Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids with PV Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1454-1464, 2014.
- [33] E. Demirok, P. C. González, K. H. B. Frederiksen, D. Sera, P. Rodriguez, e R. Teodorescu, “Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 1, no. 2, pp. 174-182, 2011.
- [34] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, e T. H. M. El-Fouly, “Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139-147, 2011.
- [35] J. Appen, T. Stetz, M. Braun, e A. Schmiegel, “Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1002-1009, 2014.
- [36] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong, e K. P. Wong, “Coordinated Control of Grid-Connected Photovoltaic Reactive Power and Battery Energy Storage Systems to Improve the Voltage Profile of a Residential Distribution Feeder,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 2, pp. 967-977, 2014.
- [37] S. Weckx, C. Gonzalez, e J. Driesen, “Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 776-784, 2014.
- [38] F. Marra, G. Yang, C. Træholt, J. Østergaard, e E. Larsen, “A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders with Photovoltaics,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 974-981, 2014.
- [39] Y. Wang, K. T. Tan, X. Y. Peng, e P. L. So, “Coordinated Control of Distributed Energy-Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 3, pp. 1132-1141, 2016.
- [40] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, e R. A. Jabr, “Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 182-192, 2014.

- [41] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, e H. Li, “Coordinated Control of Distributed Energy Storage System with Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation under High Photovoltaic Penetration,” *IEEE Transaction on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897-906, 2012.
- [42] R. Dugan, *Reference Guide. The Open Distribution Simulator (OpenDSS)*, EPRI, 2010.
- [43] Python Programming Language [On-line]. Disponível em: <<http://www.python.org/>>. Acessado em: Jan., 2017.
- [44] Component Object Model (COM) [On-line]. Disponível em: <[https://msdn.microsoft.com/en-us/library/windows/desktop/ms680573\(v=vs.85\).aspx](https://msdn.microsoft.com/en-us/library/windows/desktop/ms680573(v=vs.85).aspx)>. Acessado em: Jul., 2017.
- [45] L. R. Manhães, e B. A. S. Martins, “Aplicação de Curvas de Carga Típicas de Consumidores Integradas a Sistema GIS, na CPFL,” in *XVII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, MG. 2016.
- [46] Toshiba, “Manual de Instruções para Reguladores de Tensão Monofásicos – EP40021,” [On-line]. Disponível em: <<https://www.toshiba-bhz.com.br/tic-bhz/downloads/EP-40021%20rev%203%20REGULADOR.pdf>>. Acessado em: Fev., 2017.
- [47] ANEEL, “Ranking das Tarifas,” [On-line]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acessado em: Fev., 2017.
- [48] EPE, “Consumo mensal de energia elétrica por classe,” [On-line]. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumomensaldeenergiael%C3%A9tricaporclasse\(regi%C3%B5esesubsistemas\)%E2%80%932011-2012.aspx](http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumomensaldeenergiael%C3%A9tricaporclasse(regi%C3%B5esesubsistemas)%E2%80%932011-2012.aspx)>. Acessado em: Fev., 2017.
- [49] Qingxin Shi, “Power Quality Impact of Photovoltaic Systems on Residential Distribution Networks,” *Dissertação de Mestrado*, Universidade de Alberta, 2014.
- [50] C. O. Pereira, R. M. R. Pereira, D. Salles, R. Torquato, e W. Freitas, “Análise do Impacto da Geração Solar Fotovoltaica e Aplicação em Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica,” in *CBA2016 – XXI Congresso Brasileiro de Automática*, Vitória, ES. 2016.
- [51] ABB, “Automatic Voltage Regulator Function Block COLTC RET 54_,” [On-line]. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/24f01501a3907fb3c125737500379a3f/appl_RET54_COLTC_756421_ENa.pdf>. Acessado em: Abr., 2017.

APÊNDICE

A. Modelo do Regulador de Tensão de Linha no *OpenDSS*

O regulador de tensão de linha presente no alimentador AL4 do sistema de distribuição estudado é composto por um conjunto de três autotransformadores conectados em estrela aterrado, conforme informado na Tabela 3.2. No entanto, no programa *OpenDSS* não existe um objeto específico para o autotransformador. Esse equipamento, contudo, pode ser modelado através de transformadores monofásicos e jumpers (reatores com baixa reatância). Tal modelo é definido pelos seguintes comandos do *OpenDSS* (Tabela A.1). De modo ilustrativo, a Figura A.1 mostra o esquemático das conexões entre os componentes de RL.

Tabela A.1. Modelo do regulador de tensão de linha no *OpenDSS*.

```
New Line.RL_in Bus1=bus_in.1.2.3 Bus2=Hbus.1.2.3 length=1e-10 Units=km
New Line.RL_out Bus1=Xbus.1.2.3 Bus2=bus_out.1.2.3 length=1e-10 Units=km
New Transformer.RL_autotrafo1 XHL=0.0001 Phases=1 Windings=2 %loadloss=.01
~wdg=1 Bus=Xbusa.5.0 kV=6.582 kVA=1000.0
~wdg=2 Bus=Xbusa.5.6 kV=0.6582 kVA=100.0 Maxtap=1.0 Mintap=-1.0 tap=0 NumTaps=32
New Transformer.RL_autotrafo2 XHL=0.0001 Phases=1 Windings=2 %loadloss=.01
~wdg=1 Bus=Xbusb.5.0 kV=6.582 kVA=1000.0
~wdg=2 Bus=Xbusb.5.6 kV=0.6582 kVA=100.0 Maxtap=1.0 Mintap=-1.0 tap=0 NumTaps=32
New Transformer.RL_autotrafo3 XHL=0.0001 Phases=1 Windings=2 %loadloss=.01
~wdg=1 Bus=Xbusc.5.0 kV=6.582 kVA=1000.0
~wdg=2 Bus=Xbusc.5.6 kV=0.6582 kVA=100.0 Maxtap=1.0 Mintap=-1.0 tap=0 NumTaps=32
New Reactor.Jumper1 phases=1 Bus1=Hbus.1 Bus2=Xbusa.6 R=0 X=0.0001
New Reactor.Jumper2 phases=1 Bus1=Hbus.2 Bus2=Xbusb.6 R=0 X=0.0001
New Reactor.Jumper3 phases=1 Bus1=Hbus.3 Bus2=Xbusc.6 R=0 X=0.0001
New Reactor.Jumper4 phases=1 Bus1=Xbusa.5 Bus2=Xbus.1 R=0 X=0.0001
New Reactor.Jumper5 phases=1 Bus1=Xbusb.5 Bus2=Xbus.2 R=0 X=0.0001
New Reactor.Jumper6 phases=1 Bus1=Xbusc.5 Bus2=Xbus.3 R=0 X=0.0001
```

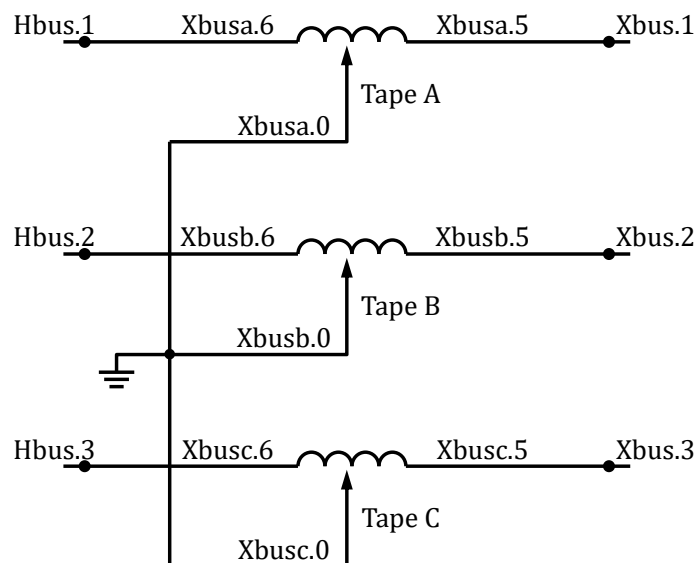


Figura A.1. Esquemático do modelo do regulador de tensão de linha.

B. Cálculo da Energia Consumida E_{kWh}

A Tabela B.1 mostra a energia consumida pelas unidades consumidoras residenciais na região sudeste do Brasil no ano de 2016. Tais dados foram coletados pelo EPE e estão disponíveis em [48]. A aplicação da equação (B.1) permite estabelecer o consumo de energia médio, que compõe os Fatores de Desempenho propostos neste trabalho (seção 3.2). O valor da energia consumida por cada unidade consumidora (E_{kWh}) é 173 kWh.

Tabela B.1. Energia consumida pelas unidades consumidoras residenciais na região sudeste do Brasil no ano de 2016 (extraído e adaptado de [48]).

| Mês | Energia Consumida (MWh) | Unidades Consumidoras Residenciais | Média (kWh/UC) |
|---------------------|-------------------------|------------------------------------|----------------|
| Janeiro | 5.866.779 | 31.026.656 | 189,1 |
| Fevereiro | 5.619.198 | 31.107.132 | 180,6 |
| Março | 5.536.280 | 31.063.369 | 178,2 |
| Abril | 5.909.039 | 31.123.368 | 189,9 |
| Maiο | 5.333.207 | 31.184.179 | 171,0 |
| Junho | 5.078.564 | 31.228.213 | 162,6 |
| Julho | 4.938.995 | 31.284.484 | 157,9 |
| Agosto | 5.008.874 | 31.333.087 | 159,9 |
| Setembro | 5.300.562 | 31.358.381 | 169,0 |
| Outubro | 5.283.945 | 31.362.340 | 168,5 |
| Novembro | 5.408.092 | 31.472.075 | 171,8 |
| Dezembro | 5.545.195 | 31.513.880 | 176,0 |
| 2016 (média) | 5.402.394 | 31.254.764 | 172,9 |

$$E_{kWh} = \frac{1000}{12} \cdot \sum_{mes=1}^{12} \frac{E_{MWh}^{mes}}{UCs^{mes}} \quad (B.1)$$

C. Exemplo de Cálculo dos Parâmetros R e X do Método de Controle LDC

O objetivo deste apêndice é demonstrar o cálculo dos parâmetros R e X do método de controle *LDC*. Tomando como exemplo a combinação dos centros de carga dos alimentadores AL2 e AL4 mais distantes da subestação (COMB-LL), os parâmetros são calculados pelos métodos ABB [51] e PROP, conforme os procedimentos descritos na seção 4.3.1. Nota-se que tanto o passo 1, quanto o passo 2 são comuns a ambos os métodos:

1. Determinar as barras do circuito onde se deseja regular o perfil de tensão:

Na Figura C.1 estão indicados os centros de carga considerados, AL2-L e AL4-L. A Tabela C.1, em referência à Tabela 4.17, traz a distância de cada centro de carga até a subestação.

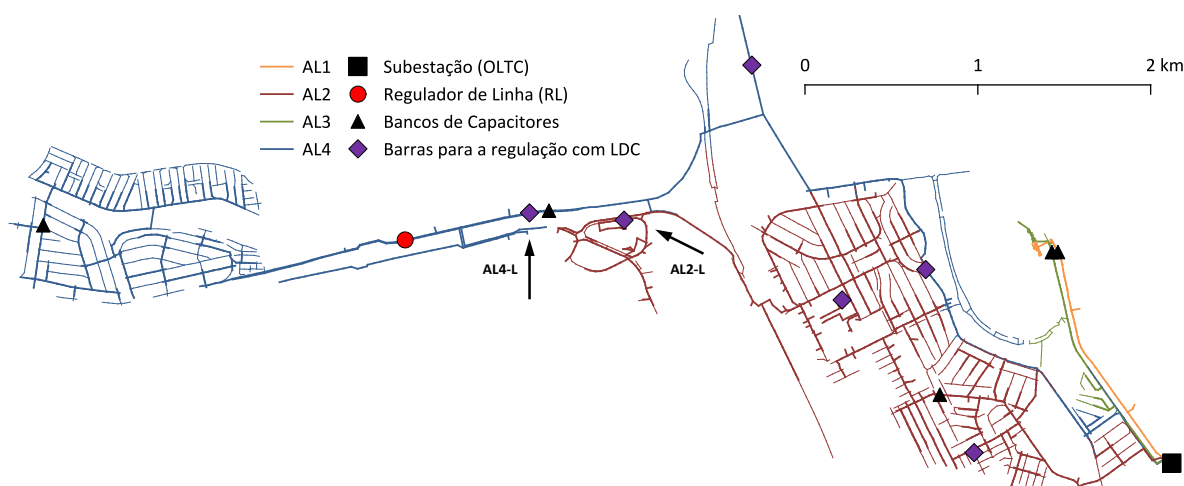


Figura C.1. Esquemático do sistema de distribuição estudado com destaque para as barras reguladas com o método de controle *LDC*, indicando os centros de carga do exemplo do cálculo dos parâmetros R e X.

2. Calcular a impedância (Ω) do caminho entre a barra de conexão do regulador e cada barra escolhida:

Cada linha de distribuição conecta duas barras da rede e é descrita por uma matriz de impedância de fases, de dimensão correspondente ao número de fases do trecho. As barras consideradas no controle *LDC* estão na rede primária, portanto, todas as linhas no caminho até a subestação são trifásicas. Para calcular os parâmetros R e X, deve-se obter a impedância de sequência positiva [23]. Assim, a impedância total entre a subestação e o centro de carga é

calculada pela soma da impedância de linha de cada trecho, dada pela diferença entre a impedância própria e a impedância mútua, como segue:

$$Z_{fases} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{cases} Z_{própria} = \frac{1}{3} \cdot (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) \\ Z_{mútua} = \frac{1}{3} \cdot (Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}) \end{cases} \quad (C.1)$$

$$Z_{linha} = Z_{própria} - Z_{mútua} \quad (C.2)$$

$$Z_{total} = \sum Z_{linha} \quad (C.3)$$

Novamente, a Tabela C.1 exibe os valores da impedância de cada centro de carga.

Tabela C.1. Dados dos centros de carga para o cálculo dos parâmetros R e X do método de controle LDC.

| Centro de Carga | Distância da Subestação (km) | Impedância (Ω) |
|-----------------|------------------------------|-------------------------|
| AL2-L | 4,49 | $0,69 + j1,53$ |
| AL4-L | 5,06 | $1,14 + j1,68$ |

Método ABB

3. Tomar os valores de impedância extremos obtidos: maior e menor valor:

$$Z_{\max} = \max(Z_{AL2-L}; Z_{AL4-L}) = \max(0,69 + j1,53; 1,14 + j1,68) = 1,14 + j1,68\Omega \quad (C.4)$$

$$Z_{\min} = \min(Z_{AL2-L}; Z_{AL4-L}) = \min(0,69 + j1,53; 1,14 + j1,68) = 0,69 + j1,53\Omega \quad (C.5)$$

4. Calcular a média aritmética dos dois valores extremos:

$$Z_{média} = \frac{Z_{\max} + Z_{\min}}{2} = \frac{(0,69 + j1,53) + (1,14 + j1,68)}{2} = \frac{1,83 + j3,21}{2} = 0,92 + j1,60\Omega \quad (C.6)$$

5. Dividir o resultado pelo número de alimentadores presentes no circuito:

$$Z_{ABB} = \frac{Z_{média}}{n_{alimentadores}^{circuito}} = \frac{0,92 + j1,60}{4} = 0,23 + j0,40\Omega \quad (C.7)$$

Método PROP

3. Calcular, em algum cenário dado, o carregamento percentual de cada alimentador em relação ao carregamento total da subestação. Esse valor é obtido pela média da razão dos valores instantâneos de carregamento:

O cenário escolhido foi o Caso Sem FVs, exibido na subseção 3.1.5. A Tabela C.2 mostra o carregamento de cada alimentador envolvido no cálculo.

Tabela C.2. Carregamento dos alimentadores envolvidos no cálculo dos parâmetros R e X do método de controle *LDC*.

| Alimentador | Carregamento (%) |
|-------------|------------------|
| AL2 | 23,41 |
| AL4 | 23,17 |

4. Ponderar a impedância das barras escolhidas pelo carregamento percentual dos respectivos alimentadores:

$$Z_{pond} = D_{AL2} \cdot Z_{AL2-L} + D_{AL4} \cdot Z_{AL4-L}$$

$$Z_{pond} = \frac{23,41 \cdot (0,69 + j1,53) + 23,17 \cdot (1,14 + j1,68)}{100} = 0,42 + j0,74\Omega \quad (C.8)$$

5. Dividir o resultado pelo número de alimentadores considerados na escolha das barras:

$$Z_{PROP} = \frac{Z_{pond}}{n_{alimentadores}^{envolvidos}} = \frac{0,42 + j0,74}{2} = 0,21 + j0,37\Omega \quad (C.9)$$

Conforme mencionado na subseção 4.3.1.3, os valores calculados em Ω devem ser convertidos para pu através da impedância de base do sistema, que vale $6,5818 \Omega$ (equação (4.4)). Logo, a Tabela C.3 resume os valores finais utilizados no método de controle *LDC* para o cenário COMB-LL.

Tabela C.3. Parâmetros R e X do método de controle *LDC* calculados para o cenário COMB-LL.

| Método de Cálculo | Parâmetro R (pu) | Parâmetro X (pu) |
|-------------------|------------------|------------------|
| ABB | 0,035 | 0,061 |
| PROP | 0,032 | 0,057 |

D. Divulgação do Trabalho

Os seguintes artigos foram publicados durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado:

- **C. O. Pereira**, R. M. R. Pereira, D. Salles, R. Torquato, e W. Freitas, “Análise do Impacto da Geração Solar Fotovoltaica e Aplicação em Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica,” in *CBA2016 – XXI Congresso Brasileiro de Automática*, Vitória, ES. 2016.
- R. M. R. Pereira, **C. O. Pereira**, D. Salles, R. T. Borges, P. C. M. Meira, e W. Freitas, “Procedimento Expedito para Análise de Solicitações de Acesso de Geração Solar Fotovoltaica,” in *IX CITENEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, João Pessoa, PB. 2017.